

# Análisis de formación de precios y tarifas de gas natural en América del Sur

Roberto Kozulj



Este documento ha sido elaborado bajo la coordinación de Hugo Altomonte, Director de la División de Recursos Naturales e Infraestructura de la CEPAL.

El trabajo fue elaborado por Roberto Kozulj, consultor internacional que contó con los aportes sustantivos de Beno Ruchansky, Oficial de Asuntos Económicos de la División de Recursos Naturales e Infraestructura de la CEPAL.

El documento se enmarca dentro del Convenio Marco de Cooperación Técnica y Asistencia Recíproca entre la Comisión de Integración Energética (CIER) y la CEPAL y ha sido ejecutado por la CEPAL en conjunto con la Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) y financiado por el Ministerio Federal de Cooperación Económica y Desarrollo de Alemania (BMZ).

Las opiniones expresadas en este documento, que no ha sido sometido a revisión editorial, son de exclusiva responsabilidad del autor y pueden no coincidir con las de las organizaciones del Convenio.

## Índice

I.	Introducción.....	9
II.	Análisis de casos .....	11
A.	Argentina .....	11
1.	Breve caracterización del mercado .....	11
2.	Breve descripción de los principales cambios en el marco regulatorio .....	13
3.	Formación de precios .....	15
B.	Estado Plurinacional de Bolivia.....	36
1.	Breve caracterización del mercado .....	36
2.	Breve descripción de los principales cambios en el marco regulatorio .....	37
3.	Precios y tarifas del gas natural .....	38
C.	Brasil .....	40
1.	Breve caracterización del mercado .....	40
2.	Breve descripción de los principales cambios en el marco regulatorio .....	41
3.	Precios y tarifas del gas natural .....	42
D.	Colombia .....	53
1.	Breve caracterización del mercado.....	53
2.	Breve caracterización de los principales aspectos regulatorios .....	53
3.	Precios del gas.....	55
E.	Chile .....	59
1.	Breve caracterización del mercado .....	59
2.	Breve caracterización de los aspectos regulatorios e Institucionales .....	61
3.	La formación de precios del gas natural .....	62
F.	Ecuador .....	64
1.	Breve caracterización del mercado .....	64
G.	Perú.....	65
1.	Breve caracterización del mercado .....	65
2.	Breve caracterización de los principales aspectos regulatorios.....	67
3.	Precios y tarifas del gas natural .....	71
H.	República Bolivariana de Venezuela .....	76
1.	Breve caracterización del mercado .....	76
2.	Breve caracterización de los aspectos institucionales y de regulación .....	77
3.	Los precios del gas natural.....	78
I.	Uruguay.....	82
1.	Breve caracterización del mercado .....	82
2.	Breve descripción de los principales aspectos del marco regulatorio .....	83
3.	Acerca de la formación de tarifas a usuarios finales.....	84
4.	Evolución de las tarifas finales 2002-2010.....	87

III. Síntesis de los resultados.....	89
A. Situación actual.....	89
B. Síntesis de evolución histórica.....	94
1. Precios del gas en boca de pozo.....	94
2. Tarifas residenciales.....	96
3. Tarifas industrias.....	97
4. Tarifas generación EE.....	98
IV. Propuesta de formulario de relevamiento semestral de datos para estimar tarifas de gas natural.....	101
A. Fundamentación.....	101
B. Propuesta de formato.....	102
1. Borrador de formato a ser adecuado en cada país.....	102
2. Características del instructivo.....	103
3. Recomendaciones.....	104

#### Índice de cuadros

Cuadro 1	Reseña de los principales instrumentos normativos que rigen en la industria del gas natural en Argentina.....	13
Cuadro 2	Estimaciones del valor del gas según Secretaría de Energía de la Nación hasta 2006, base de datos actualizada a 2010 y Mercado Electrónico de GAS (MEGSA).....	20
Cuadro 3	MEGSA Índice Distco por Cuenca Residencial e Industrial Marzo de 2009.....	22
Cuadro 4	Cuadros de Tarifas de la Transportadora de Gas del Norte (TGN) y Transportadora de Gas del Sur (TGS)-vigentes aproximadamente durante todo el período 1993-2001.....	23
Cuadro 5	Resumen de valores de tarifas de transporte a la zona del Gran Buenos Aires desde las principales cuencas y según sistemas de transporte TGS y TGN.....	24
Cuadro 6	Tarifas de transporte medias incluidas en las tarifas de las distribuidoras de gas en diciembre de 2009: comparación valores.....	24
Cuadro 7	Tarifas de transporte- Referencias para Gran Buenos Aires. En US\$ corrientes por MBTU según gas de las principales cuencas. Vigentes para la demanda prioritaria.....	26
Cuadro 8	Cuadros de Tarifas de la Transportadora de Gas del Norte (TGN) y Transportadora de Gas del Sur (TGS)-Vigentes aproximadamente durante todo el período 2007-2010. Usuarios industriales, generadores eléctricos y otros no definidos en demanda prioritaria.....	27
Cuadro 9	Tarifas de gas natural sin impuestos para usuarios residenciales y estimación aproximada de las componentes G, T y D. En pesos corrientes y en US\$ MBTU a la tasa de cambio vigente como promedio para cada año.....	29
Cuadro 10	Tarifas de gas natural sin impuestos Servicio General P. Datos medios de los pliegos. Caso vigente Gran Buenos Aires.....	32
Cuadro 11	Tarifas para la categoría servicios.....	32
Cuadro 12	Tarifas del sector residencial sin impuestos.....	39
Cuadro 13	Estimación de precios de importación del gas en Brasil y referencia de precios medios en el Henry Hub.....	43
Cuadro 14	Evolución de las tarifas de transporte para el gas nacional.....	45
Cuadro 15	Tarifas para el gasoducto de importación de gas boliviano.....	47
Cuadro 16	Tarifas de transporte para el gas importado.....	48
Cuadro 17	Valor de la parcela fija en el precio del gas natural.....	48
Cuadro 18	Estimación de las tarifas finales pagadas por el consumidor residencialpromedio.....	49
Cuadro 19	Estimación de las tarifas finales pagadas por el consumidor comercial promedio.....	49

Cuadro 20	Estimación de las tarifas finales pagadas por el consumidor industrial promedio y estimaciones varias.....	50
Cuadro 21	Tarifas para Termoeléctricas.....	52
Cuadro 22	Precio de Venta final al público del GNC.....	52
Cuadro 23	Precios del GNV finales (incluye impuestos).....	59
Cuadro 24	Estimación del precio de importación del gas de Argentina.....	62
Cuadro 25	Estimación de tarifas de gas natural para usuarios residenciales en Santiago de Chile. Período 2000-2010.....	63
Cuadro 26	Tarifas promedio durante 2010 según zona de distribución.....	63
Cuadro 27	Tarifas vigentes 2011- Pliego de Tarifas de Metrogas.....	64
Cuadro 28	Estimación de los precios del gas en Boca de Pozo.....	71
Cuadro 29	Tarifas de gas en Lima-Calao según categorías a inicios de 2011.....	72
Cuadro 30	Estimación del valor de las tarifas finales con y sin impuestos para usuarios residenciales.....	73
Cuadro 31	Estimación del valor de las tarifas finales con y sin impuestos para usuarios comerciales.....	73
Cuadro 32	Estimación del valor de las tarifas finales con y sin impuestos para usuarios de pequeñas industrias.....	74
Cuadro 33	Estimación del valor de las tarifas finales con y sin impuestos para usuarios de industrias medianas.....	74
Cuadro 34	Estimación del valor de las tarifas finales con y sin impuestos para usuarios de grandes industrias (estimación usuarios iniciales).....	75
Cuadro 35	Estimación del valor de las tarifas finales con y sin impuestos para generadores sin costos de distribución.....	75
Cuadro 36	Estimación del valor de las tarifas finales con y sin impuestos para uso en transporte (GNV).....	75
Cuadro 37	Caracterización del mercado de gas en la República Bolivaria de Venezuela. Datos 2006.....	76
Cuadro 38	Precios medios del gas según consumidor final en moneda local y en dólares, año 2006.....	79
Cuadro 39	Tarifas unitarias vigentes para el sector doméstico y comercial, casos años 2010-2011.....	80
Cuadro 40	Tarifas unitarias vigentes para el sector Industrial, casos años 2010-2011.....	81
Cuadro 41	Tarifas para el sector Petroquímico, casos años 2010-2011.....	81
Cuadro 42	Número total de usuarios de gas y millones de m <sup>3</sup> /año facturados por las empresas distribuidoras.....	83
Cuadro 43	Estimación de consumos medios por categoría de usuario y componentes de la tarifa final sin impuestos. Valores estimados año 2010.....	86
Cuadro 44	Tamaño del mercado y tarifas estimadas, imagen situación actual con datos estimados.....	89
Cuadro 45	Caracterización de los mercados de gas en América del Sur.....	91

#### Indice de Gráficos

Gráfico 1	Composición del mercado de gas natural en Argentina.....	12
Gráfico 2	Evolución del precio del gas en bocado pozo según datos de la Secretaría de Energía de la Nación bases 2010 y 2006 y MEGSA 2010.....	21
Gráfico 3	Tarifas de transporte medias incluidas en las tarifas de las distribuidoras de gas en diciembre de 2009: comparación valores.....	25
Gráfico 4	Tarifas de gas natural sin impuestos para usuarios residenciales.....	31
Gráfico 5	Estimación de los componentes de la tarifa vigente para servicios hasta 1,000 m <sup>3</sup> /día.....	33
Gráfico 6	Precios de referencia del Gas para generación eléctrica-CAMMESA 2001-2010 y precios indicativos del MEGSA-2004-2006.....	34
Gráfico 7	Estimación del precio del gas para industrias.....	35

Gráfico 8	Estimación del precio del gas para transporte .....	35
Gráfico 9	Destino de gas producido en Estado Plurinacional de Bolivia 2000-2010.....	36
Gráfico 10	Destino de gas producido en Estado Plurinacional de Bolivia 2000-2009.....	37
Gráfico 11	Precios del gas exportado por Estado Plurinacional de Bolivia Serie 1992-2009 .....	38
Gráfico 12	Estructura del mercado de gas natural en Brasil- Año 2010.....	40
Gráfico 13	Estimación de precios de importación del gas en Brasil y referencia de precios medios en el Henry Hub .....	44
Gráfico 14	Estimación de los precios del gas nacional imputado a las concesionarias de distribución .....	44
Gráfico 15	Estimación de los precios del gas nacional imputado a las concesionarias de distribución y precios City Gate.....	45
Gráfico 16	Estimación de las tarifas finales pagadas por el consumidor Industrial promedio y estimaciones varias .....	51
Gráfico 17	Estructura y volumen del mercado de gas natural.....	53
Gráfico 18	Evolución del precio del gas en boca de pozo según origen del gas .....	55
Gráfico 19	Tarifas finales sin impuestos y formación-sector residencial.....	56
Gráfico 20	Evolución histórica de las tarifas medias del sector residencial- Referencia Bogotá calculo simplificado.....	57
Gráfico 21	Tarifas finales sin impuestos y formación-sector servicios .....	57
Gráfico 22	Tarifas finales sin impuestos y formación-sector servicios .....	58
Gráfico 23	Evolución histórica de las tarifas medias del sector industrias- referencia nacional- método simplificado.....	58
Gráfico 24	Estimación del tamaño del mercado de gas en 2004 y 2009 .....	60
Gráfico 25	Mercado de gas natural en Lima-Callao-datos diciembre de 2010 .....	66
Gráfico 26	Proyección total del consumo de las reservas comprobadas de CAMISEA.....	67
Gráfico 27	Caracterización del mercado de gas en la República Bolivariana de Venezuela, datos 2006.....	76
Gráfico 28	Producción y ventas de gas 1997-2006 .....	77
Gráfico 29	Precios medios del gas al consumidor final en moneda local y en dólares, período 2000-2006 .....	78
Gráfico 30	Volumen de importación de gas según gasoducto .....	82
Gráfico 31	Composición del mercado de consumo final de gas en Ktep y porcentaje del total- Datos Año 2008.....	83
Gráfico 32	Incidencia del costo de transporte por tipo de usuario. En US\$ MBTU.....	84
Gráfico 33	Incidencia del costo de transporte, del gas y del margen de distribución por tipo de usuario.....	85
Gráfico 34	Incidencia del costo de transporte, del gas y del margen de distribución por tipo de usuario según niveles de consumo.....	85
Gráfico 35	Tarifas de gas sin impuestos para Montevideo, período 2002-2006 .....	87
Gráfico 36	Tamaño estimado del mercado de gas de los países de América del Sur.....	90
Gráfico 37	Tarifa media ponderada y tamaño del mercado total de cada país.....	92
Gráfico 38	Tarifa estimada para usuarios residenciales y tamaño del mercado total de cada país .....	93
Gráfico 39	Tarifa estimada para usuarios industriales y tamaño del mercado total de cada país .....	93
Gráfico 40	Tarifa estimada para generadores eléctricos y tamaño del mercado total de cada país .....	94
Gráfico 41	Estimaciones de los precios del gas en boca de pozo 2000-2010 .....	95
Gráfico 42	Estimaciones de los precios del gas en boca de pozo valores medios en la serie 2000-2010 y coeficientes de variabilidad .....	95
Gráfico 43	Estimaciones de las tarifas de gas para usuarios residenciales período 2000-201 .....	94
Gráfico 44	Estimaciones del valor medio de la tarifa de usuarios residenciales, período 2000-2010 y coeficientes de variabilidad.....	96

Gráfico 45	Estimaciones de las tarifas de gas para usuarios industriales, período 2000-2010 .....	97
Gráfico 46	Estimaciones del valor medio de la tarifa de usuarios industriales, período 2000-2010 y coeficientes de variabilidad .....	98
Gráfico 47	Estimaciones de las tarifas de gas para generadores eléctricos, período 2000-2010 .....	99
Gráfico 48	Estimaciones del valor medio de la tarifa para generadores eléctricos, período 2000-2010 y coeficientes de variabilidad .....	99



## I. Introducción

El objeto de este documento es representar, de la manera más fiel, posible la evolución histórica de los precios y tarifas del gas natural y sus componentes durante la última década. Este abordaje general se intenta para cada uno de los mercados de consumo final e intermedio en los países de América del Sur que poseen desarrollo del mercado de gas natural.

En tal sentido, el documento pretende construir y reconstruir tanto las estadísticas que hacen al aspecto meramente descriptivo de dicha evolución histórica, como aportar aquellos otros elementos que permiten comprender y explicar las variaciones de dichos precios y tarifas, como así también establecer bases objetivas para la comparación de estos indicadores entre los diversos países.

Así, para cada caso analizado, se realiza una breve caracterización del mercado en términos de volumen y composición de la demanda según los datos más recientes que ha sido posible obtener.

Por otra parte se han recopilado e identificado los hitos de los aspectos normativos e institucionales que se han considerado como los más relevantes para comprender los cambios que, en muchos casos, registran las series históricas de precios y tarifas del gas.

En tanto la resultante final de las estadísticas de precios, tarifas y componentes de los precios del gas natural en cada país es un producto único, pero altamente complejo, en el cual intervienen factores como: a) tamaño, antigüedad, madurez y diversificación de cada mercado; b) características de desarrollo histórico, institucional y regulatorio; c) nexos con aspectos macroeconómicos, ej: inflación y tipo de cambio; d) definiciones de política energética; d) factores climáticos que caracterizan la gama y estacionalidad de los usos para algunos sectores de consumo, ninguna comparación lineal entre países debería ser efectuada sin considerar detenidamente dichos aspectos de una manera integrada.

Por otra parte, como es natural, la variación de los contextos de precios internacionales -en particular después de 2004-, con su variación a lo largo del período analizado, es una variable más a tener en cuenta, tanto por el distinto grado de impacto que ha tenido sobre países importadores, exportadores, de composición mixta y autosuficientes, como por las distintas respuestas que, frente a dicha variación han tenido los diferentes países y actores intervinientes.

A toda la complejidad descrita en los párrafos precedentes se debe agregar una no menor, que se refiere a la distinta disponibilidad de información en cada caso, aspecto altamente relevante y que depende no sólo de la conformación jurídico-institucional de la industria del gas en cada país, sino de la forma en que cada organismo considera y ha considerado es conveniente transmitir públicamente las estadísticas correspondientes tanto en aspectos formales como sustantivos.



## II. Análisis de casos

Se analizan en este capítulo nueve casos distintos correspondientes a cada uno de los países considerados.

Aún cuando se ha procurado mantener una idéntica estructura para el tratamiento particular de cada uno de ellos, no ha sido siempre posible debido a la asimetría que presenta la cantidad y calidad de la información disponible.

Cabe destacar que en el transcurso del trabajo se han consultado numerosas fuentes a fin de que los resultados a presentar cuenten con el respaldo más sólido posible. A fin de transparentar el método utilizado para efectuar los cálculos respectivos, se refieren en cada cuadro y gráfica las fuentes y los métodos de cálculo, con notas explicativas y aclaratorias de los casos donde los datos presentados constituyen aproximaciones o son obtenidos como inferencias.

En tal sentido es necesario remarcar que no todos los países disponen de sistemas de información centralizados en un único organismo o en una serie claramente identificable de ellos, y que aún cuando así lo es, en pocos casos la información se halla en forma de series históricas de acceso público.

Seguidamente se desarrolla el contenido para cada país.

### A. Argentina

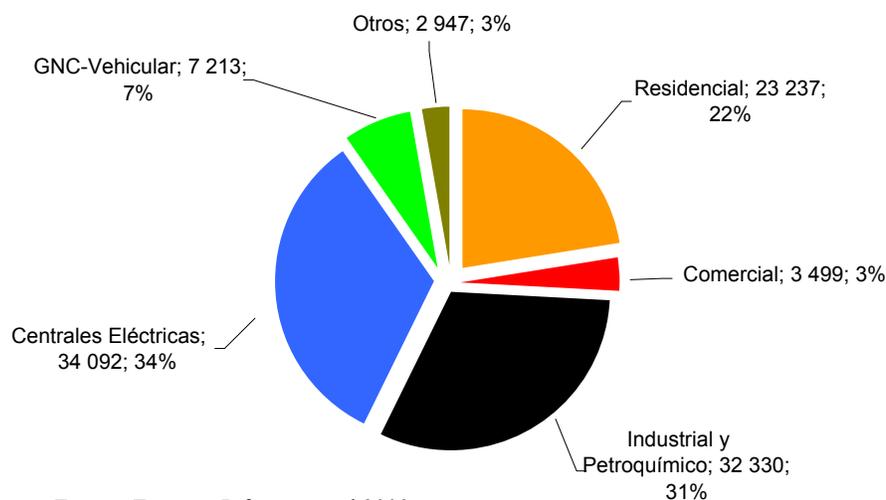
#### 1. Breve caracterización del mercado

La Argentina presenta el mercado más grande, diversificado y desarrollado de América del Sur. A fines de 2009 el mercado contaba con 7,1 millones de usuarios residenciales sobre un total reportado de 7.4 millones de usuarios de gas natural en total (Informe ENARGAS, 2009, Cap. V).

La inyección al sistema de transporte, incluyendo los gasoductos de exportación, fue de 111,3 Millones de m<sup>3</sup> de los cuales 103,3 han sido consumidos internamente a través del sistema de distribución y transporte.

El consumo medio de gas por usuario residencial se ubicaría, a nivel nacional, en el orden de los 270 m<sup>3</sup> por mes estimándose que más del 50% de la población total de Argentina tiene acceso al servicio de distribución por redes<sup>1</sup>.

**GRÁFICO 1**  
**COMPOSICIÓN DEL MERCADO DE GAS NATURAL EN ARGENTINA**



Fuente: Enargas, Informe anual 2009.

El consumo medio de gas por usuario residencial se ubicaría, a nivel nacional, en el orden de los 270 m<sup>3</sup> por mes estimándose que más del 50% de la población total de Argentina tiene acceso al servicio de distribución por redes<sup>2</sup>.

Por otra parte la participación de la generación termoeléctrica ronda el 55% de la media anual y es de más del 75% en horas pico. El principal combustible del parque térmico es el gas natural, dependiendo ello de su disponibilidad.

En el caso del sector Industrial diez grandes ramas comparten el consumo que representa casi un tercio del total del mercado interno. De estas diez ramas Destilerías y Petroquímicas dan cuenta de cerca de un 40%, mientras que el 60% restante es consumido por las industrias del cemento, la siderurgia, no ferrosos, la rama alimenticia, la industria aceitera, la del papel (celulosa), la de cerámica y vidrios y otras industrias.

La cantidad total de automóviles convertidos es de 1,8 millones según cifras oficiales.

Esta breve caracterización tiene por objeto comprender la complejidad del mercado argentino, en tanto, como es conocido, este país ha presentado serias dificultades para incrementar la oferta interna de gas desde 2004 (entre 2005 y 2009 la inyección total sólo se incrementó en un 3%, mientras que el índice acumulado desde 1993 a 2009 ha sido del 73%).

Los problemas ocasionados por la ruptura de la convertibilidad y las modificaciones de la regulación de precios y tarifas en un contexto internacional de incremento de los precios del crudo y del gas natural, no han sido por cierto ajenos a este comportamiento, tanto como las estrategias empresariales seguidas por los principales actores del sector en este nuevo contexto (Kozulj, R. 2004; 2010).

<sup>1</sup> Los resultados del Censo Nacional de Población Familias y Vivienda del operativo 2010 arrojarán un dato más exacto de la cobertura del servicio, pero se estima que más del 55% de la población urbana cuenta con servicio domiciliario de gas natural, porcentaje que es mayor si se consideran las zonas aún no cubiertas por el servicio en áreas urbanas.

<sup>2</sup> Los resultados del Censo Nacional de Población Familias y Vivienda del operativo 2010 arrojarán un dato más exacto de la cobertura del servicio, pero se estima que más del 55% de la población urbana cuenta con servicio domiciliario de gas natural, porcentaje que es mayor si se consideran las zonas aún no cubiertas por el servicio en áreas urbanas.

## 2. Breve descripción de los principales cambios en el marco regulatorio

La industria del gas en Argentina reconoce tres grandes etapas: a) la previa a la privatización de Gas del Estado y creación del marco regulatorio (Ley 24076 de 1992); b) la correspondiente al período 1993-2001 en la que prácticamente los precios evolucionan según lo pautado en la normativa dictada entre 1992 y 1995 y c) la etapa que comienza en enero de 2002 y continúa hasta el presente, signada por los problemas del abandono de la convertibilidad del peso argentino en paridad 1 a 1 con el dólar estadounidense y la crisis de la industria del gas desde 2004 a la fecha.

Es en este último período en el que, por una parte se “pesifican” las tarifas de transporte, de distribución y del gas en boca de pozo, para luego ir modificando en particular tres aspectos: 1-el precio del gas pagado a productores de gas; 2) las formas de financiar la expansión de transporte mediante los fideicomisos; 3) una reestructuración del mercado en función del criterio de “segmentación” lo que modifica de manera diversa a lo inicialmente establecido por el Marco Regulatorio, las categorías de usuarios, liberando parcialmente el mercado.

Otro conjunto importante de normas no se refieren a precios y tarifas sino a la garantía de suministro. En tal sentido las normas relevantes consideran el destino prioritario del gas de exportación para el mercado interno, normas de acuerdos con los productores de gas para abastecer la demanda de las distribuidoras, prioridades para la generación eléctrica y normativas respecto al suministro para estaciones de GNC.

**CUADRO 1**  
**RESEÑA DE LOS PRINCIPALES INSTRUMENTOS NORMATIVOS QUE RIGEN EN LA INDUSTRIA DEL GAS NATURAL EN ARGENTINA**

Año	Instrumento Legal	Descripción
1966	Ley 17319	Ley de Hidrocarburos Líquidos y Gaseosos..
1992	Ley 24076	Regula el transporte y distribución de gas natural.
2002	Ley 25561	Ley de Emergencia Económica vigente desde 2002-Caduca en diciembre de 2011
2006	Ley 26095	Créanse cargos específicos para el desarrollo de obras de infraestructura energética para la expansión del sistema de generación, transporte y/o distribución de los servicios de gas y electricidad. (Fideicomisos)
1992	Decreto 1738/1992	Declara sujeta a privatización total a Gas del Estado Sociedad del Estado y aprueba el nuevo marco regulatorio para la actividad de transporte y distribución de gas natural.
1992	Decreto 2255/1992	Modificación de la reglamentación de la Ley 24076, aprobada por el Decreto 1738/1992
1995	Decreto 951/1995	Establece en su Artículo 3° que el PEN será autoridad competente para resolver acerca de los permisos de exportación de gas natural que prevé dicho texto legal.
2001	Resolución ENARGAS 2368/2001	Alcances del anexo II de la Res. ENARGAS 1748/2000 por medio de la cual se aprobaron las condiciones del servicio general consumos mayores a 5.000 m3/día- transporte "P", que introdujo una nueva opción en las condiciones especiales del reglamento de serv
2004	Decreto 180/2004	Régimen de inversiones de infraestructura básica de gas. Creación del Mercado Electrónico de Gas (MEG). Funcionamiento y obligaciones asociadas a dicho mercado. Medidas para mejorar la eficiencia asignativa en la industria del gas. Disposiciones complemen
2004	Decreto 181/2004	Faculta a la Secretaria de Energía para realizar acuerdos con los productores de gas natural a fin de establecer un ajuste del precio en el punto de ingreso al sistema de transporte adquirido por las prestadoras del servicio de distribución de gas por red
2004	Resolución MPFIPS 208/2004	Homologación del "acuerdo para la implementación del esquema de normalización de los precios del gas natural en punto de ingreso al sistema de transporte, dispuesto por el Decreto 181/2004", entre la secretaria de energía y los productores de gas.
2004	Resolución SE 265/2004	Medidas de prevención a efectos de evitar una crisis de abastecimiento interno de gas natural y sus consecuencias sobre el abastecimiento mayorista eléctrico. Suspensión de la exportación de excedentes de gas natural que resulten útiles para el consumo interno
2004	Resolución SE 503/2004	Aprobación del mecanismo de uso prioritario del transporte para el abastecimiento de la demanda no interrumpible y el procedimiento de implementación operativa de la Disposición SSC 27/2004.

(continúa)

Cuadro 1 (conclusión)

Año	Instrumento Legal	Descripción
2004	Resolución SE 659/2004	Programa complementario de abastecimiento al mercado interno de gas natural, que sustituye al programa de nacionalización de exportaciones de gas y del uso de la capacidad de transporte.
2004	Resolución SE 1104/2004	Creación del módulo de información de precios mayoristas de combustibles. Presentación de información relativa a precios y volúmenes a cargo de los titulares de las empresas inscriptas en el registro de empresas petroleras, empresas elaboradoras y/o comercializadores
2004	Resolución SE 1146/2004	Implementación del Mercado Electrónico de Gas S.A. suscripto con la asociación civil Bolsa de Comercio de Buenos Aires. Aprobación de la normativa vinculada a la "replica de información de despacho". Régimen de penalidades relacionadas con la mencionada norma.
2005	Resolución SE 739/2005	Establece que todas las operaciones de reventa de capacidad de transporte reguladas por la Res. ENARGAS 419/1997 y todas las operaciones de reventa de servicios regulados.
2005	Resolución SE 740/2005	Requisitos establecidos por MEGSA para las personas jurídicas que soliciten adquirir y emplear licencias para agentes libres.
2005	Resolución SE 752/2005	Acuerdo para la implementación del esquema de normalización de los precios del gas natural en el punto de ingreso al sistema de transporte. Grandes usuarios firmes o interrumpibles. Nuevos consumidores directos de gas natural. Mecanismo de compra de gas.
2005	Notas complementarias SSC 1495 a 1496/2005	Régimen de prioridad de abastecimiento de las prestatarias de servicios de gas por redes establecido en el Artículo 4° de la Res. SE 882/2005 y en la Nota SE 426/2004
2005	Resolución SE 925/2005	Instruye a los agentes generadores del mercado eléctrico mayorista para que presenten, a la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A., la información básica de los contratos o acuerdos por los cuales reciben suministro de gas natural.
2005	Resolución SE 939/2005	Aprobación del régimen complementario del despacho del transporte y distribución de gas natural, que contempla el funcionamiento del mercado spot de gas natural que opera en el ámbito del MEG. Modificación de la Res. SE 740/2005
2005	Resolución SE 1810/2005	Instruye a CAMMESA a informar a la secretaria de energía los volúmenes remanentes de gas natural susceptibles de ser contratados a través de ofertas irrevocables estandarizadas, no cubiertos por contratos, acuerdos, ofertas irrevocables o inyecciones adic
2005	Resolución SE 2020/2005	Disposición de la subdivisión en grupos de la categoría de usuarios del servicio general "P" a los fines previstos en el Decreto 181/2004
2006	Resolución ENARGAS 3515/2006	Establece que las prestadoras de servicio de distribución de gas deberán garantizar a las estaciones de carga de GNC., que cuenten únicamente con servicios interrumpibles, un abastecimiento mínimo diario a los efectos de asegurar el normal suministro a lo
2006	Resolución ENARGAS 3569/2006	Modificación del volumen de abastecimiento mínimo diario a las estaciones de GNC, contemplado en la Res. ENARGAS 3515/2006.
2006	Resolución MPFIPS 2008/2006	Aprobación de lo actuado por la Secretaria de Energía y el ENARGAS, en relación a los cargos específicos establecidos en la Ley 26.095 destinados a repagar las obras de ampliación de la capacidad de transporte de gas natural 2006-2008.
2006	Nota complementaria DNEH 2554 - PPP para NCDs 09/2005 al 12/2006	Precios de referencia correspondientes al período septiembre de 2005 a diciembre de 2006 para los Nuevos Consumidores Directos de Gas Natural.
2006	Resolución SE 496/2006	Modificación del programa complementario de abastecimiento interno al mercado de gas natural, aprobado como anexo I de la Res. SE 659/2004 y aprobación como anexo II de dicha norma el reglamento de operaciones de sustitución de energía.
2006	Resolución SE 1329/2006	Actualización de la normativa en relación con la homologación efectuada por la Res. MPFIPyS 208/2004 del ministerio de planificación federal, inversión pública y servicios, del acuerdo para la implementación del esquema de normalización de los precios de
2007	Decreto 1705/2007	Se sustituyen los incisos (1), (2), (3), (4) y (5) del artículo 3° de la reglamentación de la Ley 24.076, aprobada por el Decreto 1738/1992
2007	Resolución ENARGAS 3689/2007	Establece los cargos específicos definitivos conforme la Res. MPFIPyS 2008/2006
2007	Resolución ENARGAS 3736/2007	Se proroga la vigencia de la Res. ENARGAS 3569/2006 a fin de que las prestadoras del servicio de distribución garanticen un abastecimiento mínimo diario en condición de venta firme GNC en cinco mil m3/día a todas las estaciones con servicio interrumpible

(continúa)

Cuadro 1 (conclusión)

Año	Instrumento Legal	Descripción
2007	Resolución SE 599/2007	Homologación de la propuesta para el acuerdo con productores de gas natural 2007-2011, tendiente a la satisfacción de la demanda doméstica.
2007	Nota relacionada SSC 1436/2007	Implementación del acuerdo con los productores de gas natural y la Res. SE 599/2007
2007	Nota relacionada SSC 1871/2007	Aclaraciones para la implementación del "Acuerdo con Productores de Gas 2007 - 2011"
2007	Notas relacionadas SSC 2088 a 2098/2007	Solicitud a las distribuidoras de copia certificada por MEGSA de sus contratos, a fin de ser evaluados por SSC.
2008	Resolución 258/2008	Prórroga de la vigencia de la Resolución ENARGAS 3569/2006 – Abastecimiento mínimo diario para Venta Firme GNC
2008	Nota relacionada SSC 970/2008	Precios promedios vigentes que paga cada Distribuidora por el gas que adquiere para abastecer su demanda prioritaria.
2008	Resolución SE 24/2008	Créase el programa de incentivo a la producción de gas natural denominado "Gas Plus". Condiciones para que un Proyecto de Desarrollo Gasífero sea caracterizado como Gas Plus.
2008	Resolución SE 1031/2008	Modificaciones a la Resolución SE 24/2008 - Programa Gas Plus
2008	Resolución SE 1070/2008	Acuerdo complementario al homologado por la Resolución SE 599/2007
2009	Resolución ENARGAS 734/2009	Prórroga de la vigencia de la Resolución ENARGAS 3569/2006 Abastecimiento mínimo diario para Venta Firme GNC
2009	Resolución SE 695/2009	Modificaciones a la Resolución SE 24/2008 - Programa Gas Plus
2010	Resolución ENARGAS 1174/2010	Prórroga de la vigencia de la Resolución ENARGAS 3569/2006 Abastecimiento mínimo diario para Venta Firme GNC
2010	Nota relacionada SE 4663/2010	Modificaciones a las Resoluciones SE 24/2008, 1031/2008

Fuente: Recopilación parcial del listado del MEG.

Nota: Sólo se consideran las principales, en tanto para cada una de las citadas hay otras normativas que prorrogan, aclaran o modifican parcialmente a las citadas en este cuadro de síntesis.

### 3. Formación de precios

#### a) Desde las reformas de 1993 hasta fines de 2001

La formación de precios finales del gas para las distintas categorías de usuarios correspondió, desde 1992 hasta 2004 a una determinación muy simple cuyos ejes fueron delineados en la Ley 24076 que regula el transporte y la distribución de gas natural, junto a su decreto de reglamentación 1738/1992. Mediante estos instrumentos legales se aprobó la privatización total a Gas del Estado Sociedad del Estado, el nuevo marco regulatorio para la actividad de transporte y distribución de gas natural y la creación del Ente Nacional Regulador de Gas (ENARGAS). Asimismo se establecieron los criterios para la fijación y actualización de tarifas.

Los precios de gas en boca de pozo fueron libres desde 1994, tanto para el mercado interno como para la exportación. Entre 1993 y 2002 el ENARGAS publicaba dos veces al año los precios de gas en boca de pozo como precios de referencia para las tres principales cuencas argentinas (Noroeste, Neuquina y Austral).

$$Pr_{ecioAjustado} = Pr_{ecioBase} \left[ 50 \% \frac{WTI}{WTI_b} + 50 \% \frac{GO}{GO_b} \right]$$

La fórmula de ajuste de precios resultaba de un promedio ponderado por partes iguales entre el precio del crudo WTI en el mercado internacional y el del Gas Oil.

La actividad de producción se rigió y aún se rige, por la Ley 17319 y los “Decretos de desregulación petrolera”, aunque tanto la Secretaría de Energía como el Enargas intervinieron de dos modos desde el inicio de las reformas en el mercado de gas: 1) a través del previo permiso de la SE para la exportación de gas (que no rigió para las exportaciones de crudo que se atenían a la libre disponibilidad) y 2) a través de la aprobación por parte del Enargas del “passthrough” del precio del gas autorizado a ser traspasado a tarifas.

Los conceptos básicos para la formación de precios fueron:

1-Formación de Tarifas Finales

$$P = G + T + D$$

Donde P, es la tarifa sin impuestos

G, el precio del gas en boca de pozo pactado entre productores y distribuidoras libremente desde 1994.

T y D los cargos por transporte y distribución aprobados y diseñados por el ENARGAS.

Las actividades de transporte y distribución de gas natural se rigieron por un sistema de tarifas máximas (“price cap”) que se revisaba cada 5 años según la “Revisión Quinquenal de Tarifas”. La aplicación del criterio price cap incluía la aplicación del llamado “Factor X” (factor de eficiencia que permite transferir a los usuarios una parte de las eventuales reducciones de los costos reales de operación por efectos de mejoras tecnológicas y de productividad, entre revisiones quinquenales), el “Factor K” que reflejaría las nuevas inversiones y una actualización semestral por índice de precios al consumidor en los Estados Unidos.

El Price Cap se determinó al Inicio en la propia la Ley 24076 y se basó para transporte, en el costo de capital y de operación y mantenimiento de un gasoducto ideal de 1000 Km de longitud. Es decir el criterio correspondía al Costo medio incremental de largo plazo. La remuneración permitía así la construcción de nuevos gasoductos, aunque en la práctica los operadores incrementaron su capacidad principalmente mediante el aumento de la potencia de compresión y mediante loops. La expansión de nuevos gasoductos se limitó en la práctica, mayormente, a los destinados a la exportación de gas.

En el caso de la distribución, la tarifa fue calculada sobre el valor estimado de acceso al negocio (Criterio Valor Actual Neto del Flujo de Caja estimado por ventas y tarifas predeterminadas). La expansión la realizaron los “terceros interesados en disponer de gas” en tanto el gas para usuarios residenciales resultaba más económico que cualquier sustituto próximo como por ejemplo el GLP.

Para asignar los cargos de transporte a las distintas categorías de usuarios se utilizó un criterio de contribución de cada tipo de usuario al pico de consumo invernal o costo de contratación de transporte en firme para la distribuidora.

El factor que se utilizó para ello fue la inversa del factor de carga. Por lo tanto, un usuario de cada categoría debía pagar un costo de transporte igual al costo de transporte firme dividido por el factor de carga correspondiente a esa categoría.

En la Licencia de Distribución fueron definidos originalmente los siguientes factores de carga para las distintas categorías de usuarios,

Servicio R (Residencial): 35 %

Servicio General P (Comercial): 50 %

SDB (Subdistribuidores): 75 %

Para las restantes categoría como FT (Usuarios firmes en Transporte), FD (Usuarios Firmes conectados al sistema de Distribución), IT (Interrumpibles conectados al sistema de Transporte), ID

(Usuarios Interrumpibles conectados al sistema de Distribución) y GNC (estaciones para suministro de gas vehicular), el factor de carga se asumió en 100 %.

La Regulación establecía la revisión del factor de carga inicial según el registrado el año precedente tras la primera revisión quinquenal, pero esto no ocurrió en la segunda revisión, manteniéndose fijos los coeficientes mencionados para cada categoría de usuario.

## **b) Desde 2002 hasta 2004**

Como es sabido, las reformas del sector energético argentino conformaron una parte integrada al sistema de la convertibilidad del peso argentino por el cual se fijaba una paridad fija de 1 peso por 1 dólar estadounidense mediante una Ley. Este sistema colapsó en 2001, cuando se erosiona la base de sustentabilidad del régimen de caja de conversión por la masiva fuga de capitales, decretándose en 2002 la Ley de emergencia Económica acompañada por una severa devaluación del peso (Kozulj, R. 2002; 2004).

En consecuencia las tarifas de gas quedaron “pesificadas” es decir en su valor previo vigente en pesos, mas no ya en dólares. Del mismo modo se congeló en pesos el precio del gas en boca de pozo. Las controversias acerca de si las tarifas habían sido fijadas en dólares o en pesos dieron lugar a numerosos reclamos por parte de las licenciatarias de transporte y distribución de gas ante tribunales internacionales como el CIADI. Mientras estas últimas argumentaban que el valor se hallaba expresado en dólares, las autoridades nacionales argumentaron que ello era así mientras tuviera vigencia el régimen de la convertibilidad. Estas controversias también fueron tratadas a nivel local en el ámbito de la Comisión de Revisión de Tarifas luego Unidad de Renegociación de contratos (UNIREN) que se creó en el ámbito del Ministerio de Economía y luego de manera conjunta con el Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios (MPFIPyS). El hecho es que entre 2002 y 2004 tanto las tarifas, como las categorías de usuarios permanecieron inalteradas. El proceso de la tercera “Revisión Quinquenal de Tarifas” no tuvo lugar. Esta situación permaneció así hasta abril de 2004 cuando comenzaron a manifestarse los primeros síntomas de la insuficiencia de la oferta de gas para atender la demanda de todos los mercados. Es de destacar que 2002 fue un año de fuerte recesión económica, signo, que marcó, desde 1999 el desenvolvimiento de la economía de la Argentina. Sin embargo desde 2003 tres hechos caracterizaron el nuevo escenario: 1) la rápida recuperación del crecimiento económico en Argentina y la región; 2) la emergencia desde 2003-2004 hasta el presente de un nuevo escenario de precios internacionales del crudo y del gas natural y 3) un incremento en el precio de insumos básicos como el acero, junto al incremento en el valor y restricciones de disponibilidad de equipos e insumos para la industria petrolera mundial hasta la crisis financiera y económica mundial de 2008-2009. Estos factores, junto a la devaluación del peso y el congelamiento de las tarifas fueron seguramente causas determinantes de la agudización de la confrontación entre los productores de gas y las autoridades.

## **c) Desde 2004 a 2010**

Tras la crisis de abastecimiento de gas de abril de 2004 fueron numerosas las transformaciones de la normativa legal que había regido previamente. El Cuadro 2.1.2.1 es un débil reflejo de ello, pero suficiente a fines de marcar los principales hitos de dichas transformaciones. No obstante cabe señalar que si bien en los hechos el conjunto de las normativas desarticularon el “Marco Regulatorio” vigente desde 1993 a 2004, el mismo no fue suprimido por ninguna Ley a excepción de la de Emergencia Económica de 2002 (Ley 25561) prorrogada hasta diciembre de 2011 y que faculta a intervenir en los precios y tarifas.

Entre los principales hitos que explican la recomposición de los precios y tarifas finales del gas natural que luego serán cuantificados por categorías de usuarios tipo, se hallan los siguientes referidas al año 2004:

- Decreto 180/2004 – Que trata de a) régimen de inversiones de infraestructura básica de gas; b) creación del Mercado Electrónico de Gas (MEG); 3) normas de funcionamiento y obligaciones asociadas a dicho mercado; 4) medidas para mejorar la eficiencia asignativa en la industria del gas y una serie de disposiciones complementarias. Los principales aspectos de estas reformas se refieren a la creación de fondos fiduciarios para financiar la expansión del

sistema de transporte de gas que había alcanzado el límite de expansión y que en las nuevas circunstancias no podía ser realizado con las tarifas llevadas a casi un tercio de su valor en dólares. Por otra parte la creación del MEG tuvo por objeto reducir el mercado regulado restringiendo su aplicación al segmento de usuarios residenciales y consumidores de menos de 5000 m<sup>3</sup>/día (ambos conformando cerca de un tercio del mercado total interno). Así, el mercado fue “liberado” parcialmente permitiendo transacciones en el MEG para el resto de la demanda, siendo la destinada a la generación eléctrica tratada por otros mecanismos adicionales que a su vez se explican por compensaciones y regulaciones en el sector eléctrico.

- Decreto 181/2004- El mismo facultó a la Secretaria de Energía para realizar acuerdos con los productores de gas natural a fin de establecer un ajuste del precio en el punto de ingreso al sistema de transporte adquirido por las prestadoras del servicio de distribución de gas por red. La intención de este instrumento fue asegurar, con los productores de gas un precio mínimo para atender un volumen determinado de la demanda de las distribuidoras de gas. Mediante este acuerdo se recompuso el precio de gas en Boca de Pozo en un valor próximo a US\$ MBTU 1, para un volumen cercano al 55-60% de la demanda total de gas en el mercado interno. Este primer acuerdo con la SE fue luego ratificado con la Resolución MPFIPS 208/2004 (ver cuadro 1).
- Resolución SE 265/2004- Este instrumento trata de las medidas de prevención a efectos de evitar una crisis de abastecimiento interno de gas natural y sus consecuencias sobre el abastecimiento mayorista eléctrico. Por medio de la misma se resuelve la suspensión de la exportación de excedentes de gas natural que resulten útiles para el consumo interno. Es de destacar que esta medida era la única amparada por disposiciones previas y originales del conjunto de instrumentos legales disponibles y que liberaba cerca de 20 millones de m<sup>3</sup> día para atender las necesidades del mercado interno sin recurrir a un mecanismo de incentivos a la producción por precios, cuyo resultado final se consideraba altamente incierto<sup>3</sup>.
- Resolución SE 503/2004 Aprobación del mecanismo de uso prioritario del transporte para el abastecimiento de la demanda no interrumpible y el procedimiento de implementación operativa de la Disposición SSC 27/2004.
- Resolución SE 659/2004 Programa complementario de abastecimiento al mercado interno de gas natural, que sustituye al programa de nacionalización de exportaciones de gas y del uso de la capacidad de transporte.

Estas dos últimas resoluciones no afectan precios pero se incluyen porque señalan como las autoridades han intervenido para asegurar las demandas ahora en buena medida administradas desde el Estado a pesar de ser operado el sistema por operadores privados.

Durante 2005, el grueso de la normativa se vincula a la implementación del MEG, lo que afecta principalmente a la parte no regulada del mercado como medio para incrementar el ingreso de los productores de gas. Se trata en su mayor parte de normas de administración del mercado de gas y también en vinculación a los nexos entre suministro de gas para generación eléctrica y prioridades de despacho. Sin embargo las Resoluciones SE752/2005 y SE 2020/2005 establecen una nueva disposición para la subdivisión en grupos de la categoría de usuarios del servicio general “P” a los fines previstos en el Decreto 181/2004<sup>4</sup>, que busca incrementar el segmento de demanda liberada para reducir el peso de las tarifas congeladas para las compras de las distribuidoras a los productores de

<sup>3</sup> Si bien muchos analistas han considerado que una adecuada señal de precios hubiera incrementado el nivel de la oferta de gas, lo cierto es que el riesgo de que sólo se incrementaran transferencias de renta sin obtener resultados significativos en los niveles de producción constituyó en aquel momento un riesgo objetivo, basado en las estrategias empresariales que comenzaron a desarrollarse en 2004 a escala global (Cf. Kozulj, R. 2010).

<sup>4</sup> Desde 1993 a 2004 el servicio General, categorías “P” y “G”: eran categorías para usuarios de servicios para usos no domésticos, excluyendo GNC y Subdistribuidores. El Servicio General “P” no tenía una cantidad contractual mínima ni era atendido bajo un contrato de servicio hallándose destinado a muy pequeños comercios; el Servicio General “G” implicaba la celebración de un contrato de servicio por una cantidad contractual mínima de 1000 m<sup>3</sup>/día.

gas, compras que en el régimen original debían poder satisfacer las demandas de las categorías residencial y comercial como mínimo.

Así se establece la subdivisión de la categoría de usuarios del Servicio General "P", en los siguientes grupos:

a) Usuarios Servicio General P Grupo I- aquellos usuarios de la categoría cuyo consumo anual previo hubiera sido de 365000 m<sup>3</sup> (1000 m<sup>3</sup>/mes o más entre abril de 2003 y abril de 2004).

b) Usuarios Servicio General P Grupo II: aquellos usuarios de la categoría cuyo consumo anual medio en el período abril de 2003-abril de 2004 se ubicaran en la franja de entre 365.000 m<sup>3</sup>/año, e igual o superior a 180.000/ m<sup>3</sup>.

c) Usuarios Servicio General P Grupo III: aquellos usuarios con consumos inferiores a los 180000 m<sup>3</sup>/año, exceptuados hospitales, asociaciones sin fines de lucro, clubes, gremios y todo otro sector social.

Asimismo la normativa determinó que los Usuarios Servicio General P Grupo I recibirían el gas natural directamente de los productores de gas natural desde el 1° de enero de 2006, fecha a partir de la cual, las firmas licenciatarias de distribución no podrían realizar contratos de corto, mediano o largo plazo para la compra de gas natural en el Punto de Ingreso al Sistema de Transporte para abastecer a los Usuarios Servicio General P Grupo I, ni podrían utilizar los volúmenes de gas natural que dispusieran en virtud de los contratos vigentes, proviniesen o no de contratos vencidos, o ejecutados de hecho.

A fines de 2005 se establecieron a tal efecto precios indicativos para el período enero-diciembre de 2006 (Nota MPFIPYS, a MEGSA DENH 2554 del 29-11-2005, estos precios variarían, por ejemplo, para el gas de la cuenca Neuquina de 1 US\$ MBTU a 1.7 US\$ MBTU en 12 meses).

En 2006 se dicta la Ley 26095, por la cual se crean cargos específicos para la construcción y ampliación de obras de infraestructura en los sectores de gas y electricidad. Estos cargos, con destino a fondos específicos, aportan a la formación de fideicomisos y mediante ellos se suplanta de hecho, el mecanismo de incentivo por tarifas para la expansión de obras de transportistas y distribuidores de gas. Es decir se considera como un complemento necesario al congelamiento de las tarifas y su "pesificación" para lograr un mecanismo de expansión de la capacidad de transporte de gas. Esta Ley da lugar a la creación de cargos de Fideicomiso que se suman a las tarifas vigentes desde 2006 para el programa e expansión 2006-2008 y ahora hasta 2011.

Durante el año 2008 se generan además dos importantes resoluciones. Por una parte se crea un sistema de información de precios de referencia para las compras de gas de las distribuidoras a los productores según sean con destino al mercado regulado o "Demanda Prioritaria" (categorías Servicios Residencial y Servicios General P1 y P2 recategorizados respecto a los límites de consumo previos) y el resto de los usuarios para los que las distribuidoras compran gas.

Por otra parte se crea un incentivo para los productores de gas, llamado "Gas Plus" que libera totalmente los precios para el gas proveniente de nuevos desarrollos, resolución que es modificada también en 2008 respecto a las normas necesarias para probar que esta nueva oferta provenga de nuevos desarrollos y no de desarrollos ya en marcha.

A continuación se muestran la evolución de precios y tarifas para cada componente de las diversas tarifas finales y se explican los criterios seguidos para calcularlas, como así también el origen de la fuente de información. Asimismo se identifican los mayores problemas relativos a la captura de información homogénea.

#### **d) Precios del Gas en Boca de Pozo**

Una de las mayores dificultades surgidas tras las modificaciones "ad hoc" del marco regulatorio de gas desde 2004 a la fecha ha sido la ausencia de referencias estables y comprensibles de los valores a los que efectivamente ha sido transado el gas en el mercado interno y externo.

El cuadro siguiente presenta en la primera columna, el precio medio ponderado total por volúmenes y precios del gas por cuenca productora considerado por la Secretaría de Energía de la Nación para la liquidación de Regalías. En la segunda columna de dicho cuadro figuran los datos publicados por

MEGSA para 2005-2009 y no es posible saber si se refieren a los precios medios del mercado integrado (regulado y no regulado, o cual ha sido el criterio utilizado, pues se refieren a los precios medios de ofertas irrevocables). Estos precios aunque se asemejan en su evolución a los de la SE-Regalías, se hallarían por debajo de ellos en 2008 y sistemáticamente por encima para 2005-2007 y 2009.

En las dos columnas que siguen se comparan los datos de referencia utilizados por la SE para el cálculo de liquidación de regalías correspondiente a datos obtenidos de la página web de la SE en 2006-2007 y los precios medios de exportación del gas que surgían de datos de volúmenes e ingresos totales del comercio exterior de gas, tal como resultaban de las tablas dinámicas de la SE antes de sus modificaciones recientes donde desaparece esta forma de clasificación y la posibilidad de remontar una serie histórica. Por último en la columna 5 figuran los datos de referencia de los precios para el gas exportado.

Aún cuando en principio los datos de la SE referidos a Regalías, coinciden en las dos series de idéntico concepto del organismo y se asemejan a los informados por el MEGSA, los valores de exportación difieren para 2002-2006.

El posible que los precios de referencia utilizados para el cálculo de regalías sean un intento de reflejar los promedios ponderados con una aproximación a los valores de las transacciones reales, las que deberían ser capturadas por los informes del MEG.

También los valores de exportación 2002-2006 presentan discrepancias en particular para los años 2002, 2005 y 2006.

Por último el cuadro 2 presenta también los valores de importación del gas realizadas por Argentina desde ese país según valores informados por el Ministerio de Hidrocarburos de Bolivia. Ello se agrega a esta información en ausencia de información sistemática de los valores de importación registrados en Argentina.

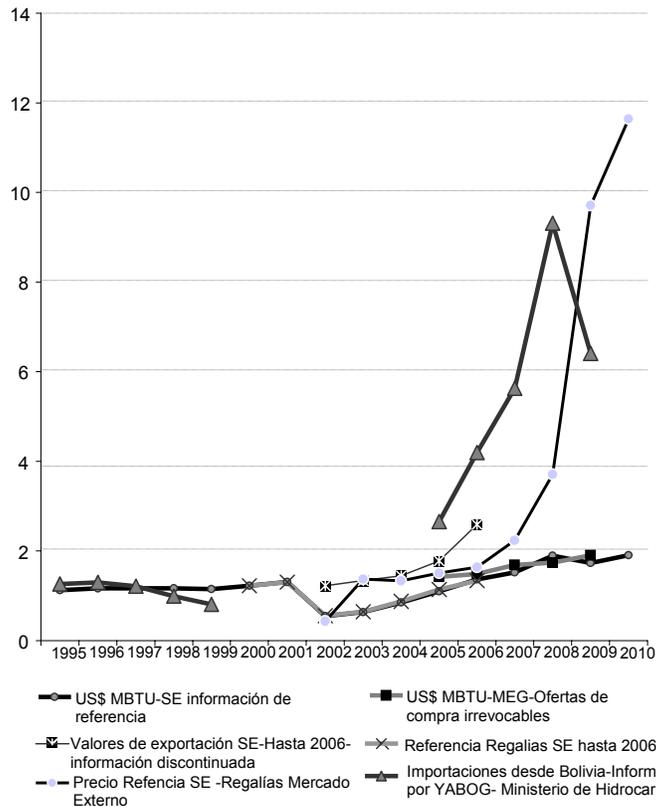
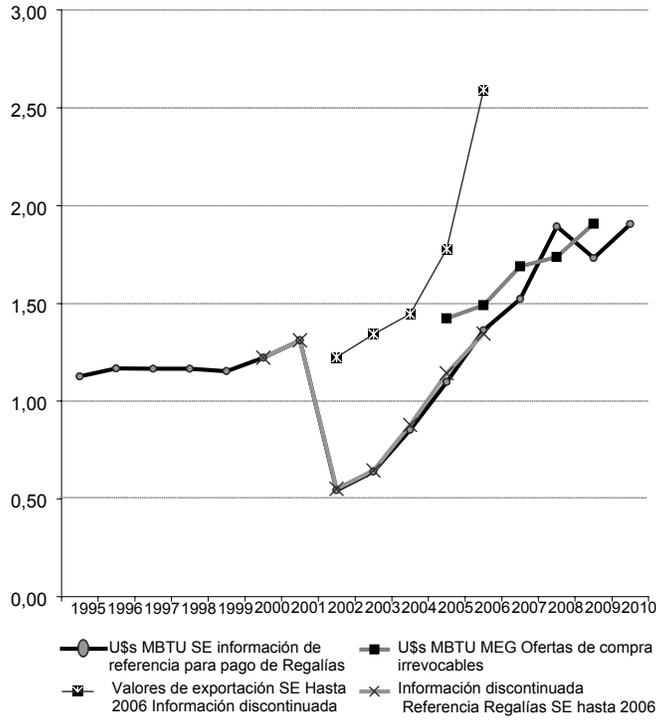
**CUADRO 2**  
**ESTIMACIONES DEL VALOR DEL GAS SEGÚN SECRETARÍA DE ENERGÍA DE LA**  
**NACIÓN HASTA 2006, BASE DE DATOS ACTUALIZADA A 2010**  
**Y MERCADO ELECTRÓNICO DE GAS (MEGSA)**

Año	US\$ MBTU-SE información de referencia para pago de Regalías	US\$ MBTU- MEG- Ofertas de compra irrevocables	Valores de exportación SE-Hasta 2006- Información discontinuada	Referencia Regalías SE hasta 2006	Precio Referencia SE - Regalías Mercado Externo	Importaciones desde Bolivia-Informadas Por YABOG- Ministerio de Hidrocarburos de Bolivia
1995	1,13					1,27
1996	1,17					1,3
1997	1,17					1,22
1998	1,17					0,99
1999	1,15					0,81
2000	1,22			1,2		
2001	1,31			1,3		
2002	0,54		1,2	0,6	0,4	
2003	0,64		1,3	0,6	1,4	
2004	0,85		1,4	0,9	1,3	
2005	1,10	1,42	1,8	1,1	1,5	2,7
2006	1,36	1,49	2,6	1,3	1,6	4,2
2007	1,52	1,69			2,2	5,6
2008	1,89	1,74			3,7	9,3
2009	1,73	1,91			9,7	6,4
2010	1,91				11,6	s/d

Fuente: Estimaciones propias con datos de la SE archivo Regalías.zip y MEGSA, ofertas irrevocables de compra, precios hasta 5/2009. Datos de Bolivia-Ministerio de Hidrocarburos de Bolivia.

Nota: Los datos referidos a las columnas 3 y 4 corresponden a bases de datos recopiladas por el autor desde la página de la SE, actualmente no disponibles.

**GRÁFICO 2**  
**EVOLUCIÓN DEL PRECIO DEL GAS EN BOCADO POZO SEGÚN DATOS DE LA SECRETARÍA DE ENERGÍA DE LA NACIÓN BASES 2010 Y 2006 Y MEGSA 2010**



Fuente: Estimaciones propias con datos de la SE archivo Regalías.zip y MEGSA, ofertas irrevocables de compra, precios hasta 5/2009. Los datos de precios de importación de Bolivia se extraen de Ministerio de Hidrocarburos de Bolivia- Archivo Precios del Gas en Bolivia.xls.

**CUADRO 3**  
**MEGSA ÍNDICE DISTCO POR CUENCA RESIDENCIAL E INDUSTRIAL MARZO DE 2009**

Cuenca	Precio Promedio US\$ MBTU- Residencial	Desvío Estandar	% de desvío sobre promedio
CHU	0,2734	0,000015	0,0%
NOE	0,3368	0,015502	4,6%
NQN	0,3999	0,019034	4,8%
SCR	0,3094	0,008490	2,7%
TDF	0,2750	0,000388	0,1%
	Precio Promedio- US\$ MBTU- Industrial	Desvío Estandar	% de desvío sobre promedio
CHU	0,7552	0,000055	0,0%
NOE	0,7606	0,044569	5,9%
NQN	0,8054	0,003140	0,4%
SCR	0,6870	0,014115	2,1%
TDF	0,6650	0,001214	0,2%

Fuente: MEGSA.

Nota: Esta Publicación fue suspendida según Nota SE 3673/2009. Archivo Copia de MEG\_indice\_distco\_Cuenca\_Marzo\_09.xls.

Por su parte los precios medios informados por el MEG (cuadro 2), superan ampliamente los precios promedio para el sector residencial e industrial informados desde 2008 a 2009 por el propio MEG (cuadro 3), hecho que estaría indicando que los valores de transacciones en los mercados no referidos en este último cuadro deberían ser muy superiores si se quisiera alcanzar un promedio ponderado como el fijado en 2009 (US\$MBTU 1,91, cuadro 2 columna 2, dato 2009). Dado que los Balances de Gas que presenta la SE no permiten asignar ponderaciones, sólo puede ser afirmado que en la actualidad sólo el 19% del gas es entregado por los productores a las Distribuidoras, de lo cual es posible inferir que los precios de referencia para industrias que figuran en el cuadro anterior deben corresponder a los volúmenes de gas entregado por las distribuidoras a usuarios clasificados bajo esta categoría y que de ningún modo corresponden a los precios vigentes en el mercado industrial. Sin embargo en los informes del ENARGAS se expresa que cerca del 70% de la capacidad de transporte es contratado por las distribuidoras.

En ausencia de estas ponderaciones sólo podrían ser calculados los precios del gas en boca de pozo para usuarios industriales y otros desregulados asumiendo ponderaciones provisorias fundadas en grandes proporciones de origen del gas y para un mercado como el de Capital Federal y Gran Buenos Aires siendo el de mayor importancia. Sobre ello se vuelve mas adelante.

### e) Tarifas de Transporte de Gas

En el siguiente cuadro se transcriben los cuadros de tarifas emergentes en 2002, aprobados por el ENARGAS en la segunda revisión integral, la cual aunque nunca aplicada formalmente, dejaba, en los hechos, inalterados los cuadros vigentes desde 1993 a excepción de los ajustes semestrales por inflación del dólar o IPP, que dejaron de aplicarse en 1999 aproximadamente.

**CUADRO 4**  
**CUADROS DE TARIFAS DE LA TRANSPORTADORA DE GAS DEL NORTE (TGN)**  
**Y TRANSPORTADORA DE GAS DEL SUR (TGS)-VIGENTES APROXIMADAMENTE**  
**DURANTE TODO EL PERÍODO 1993-2001**

Cuenca		Sistema TGs-Firme Transporte FT				
Recepción	Entrega	Cargo en \$ m3 por m3/día de reserva de capacidad	% de gas retenido	Intercambios y Desplazamientos (ED)\$ por 1000 m3	US\$ MBTU FU=100%- Idéntico a IT o Interrumpible	US\$ MBTU FU=75%
Tierra del Fuego	Tierra del Fuego	0,08	0,49	1,71	0,12	0,15
	Santa Cruz	0,15	0,98	1,71	0,19	0,25
	Chubut	0,39	3,38	1,71	0,41	0,55
	Buenos Aires sur	0,46	5,6	1,71	0,49	0,65
	Bahía Blanca	0,71	8,4	1,71	0,74	0,99
	La Pampa norte	0,7	8,6	1,71	0,74	0,98
	Buenos Aires	0,83	10,35	1,71	0,87	1,16
	GBA	0,93	11,27	1,71	0,98	1,31
Santa Cruz	Santa Cruz	0,08	0,49	1,71	0,12	0,16
	Chubut	0,32	2,89	1,71	0,34	0,45
	Buenos Aires sur	0,39	5,11	1,71	0,41	0,55
	Bahía Blanca	0,63	7,91	1,71	0,66	0,88
	La Pampa norte	0,63	8,11	1,71	0,66	0,88
	Buenos Aires	0,75	9,86	1,71	0,79	1,06
	GBA	0,85	10,78	1,71	0,9	1,2
Chubut	Chubut	0,08	0,49	1,71	0,12	0,15
	Buenos Aires sur	0,14	2,71	1,71	0,18	0,24
	Bahía Blanca	0,38	5,51	1,71	0,41	0,55
	La Pampa norte	0,4	5,71	1,71	0,43	0,57
	Buenos Aires	0,5	7,46	1,71	0,53	0,71
	GBA	0,59	8,38	1,71	0,63	0,84
Neuquen	Neuquén	0,07	0,49	1,71	0,11	0,14
	Bahía Blanca	0,33	2,8	1,71	0,35	0,47
	La Pampa norte	0,36	3,15	1,71	0,38	0,5
	Buenos Aires	0,45	3,91	1,71	0,47	0,62
	GBA	0,55	4,86	1,71	0,57	0,75
Salta	Salta	0,1	0,91	1,75	0,16	0,21
	Tucumán	0,3	1,97	1,75	0,28	0,37
	Central	0,5	3,37	1,75	0,48	0,65
	Litoral	0,6	4,6	1,75	0,62	0,83
	Aldea	0,7	4,9	1,75	0,67	0,89
	GBA	0,7	5,2	1,75	0,74	0,98
Neuquén	Neuquén	0,1	0,69	1,75	0,14	0,18
	La Pampa Sur	0,2	2,09	1,75	0,27	0,36
	Cuyana	0,3	2,43	1,75	0,33	0,44
	Central	0,3	2,6	1,75	0,34	0,45
	Litoral	0,4	3,83	1,75	0,47	0,62
	Aldea Brasileira	0,5	4,2	1,75	0,51	0,68
	GBA	0,5	4,86	1,75	0,56	0,75
	Entre Ríos	0,6	4,86	1,75	0,66	0,88

Fuente: Elaboración propia con datos de ENARGAS, TGS y TGN.

**CUADRO 5**  
**RESUMEN DE VALORES DE TARIFAS DE TRANSPORTE A LA ZONA DEL GRAN**  
**BUENOS AIRES DESDE LAS PRINCIPALES CUENCAS Y SEGÚN SISTEMAS**  
**DE TRANSPORTE TGS Y TGN**  
*(En US\$ MBTU)*

Sistema	Cuenca	Tarifa de Transporte en US\$ MBTU FU=100%- Idéntico a IT o Interrumpible	Tarifa de Transporte en US\$ MBTU para FT con FU=75%
TGS	Tierra del Fuego	0,98	1,31
	Neuquen	0,57	0,75
TGN	Salta	0,74	0,98
	Neuquén	0,56	0,75

Fuente: elaboración propia con datos de ENARGAS, TGS y TGN.

El sistema implementado en Argentina introducía señales de distancia que a su vez daban origen a las rentas de localización de los yacimientos según cuencas siendo la más beneficiada la cuenca neuquina y la más perjudicada la cuenca austral o de Tierra del Fuego.

Con la devaluación del 2002 las tarifas cargadas a los usuarios permanecieron constantes en pesos, reduciéndose el valor en dólares en idéntica proporción al valor medio anual de la tasa de cambio.

Para financiar la expansión del sistema de transporte, se crearon fondos fiduciarios o fideicomisos pagados por los usuarios industriales y generadores eléctricos o todos aquellos no comprendidos en las categorías Residencial, Servicios P 1 y 2 y GNC.

Los cargos de transporte absorbidos por las distribuidoras permanecieron congelados para aquellos usuarios, mas no así para el mercado de consumos industriales y para generación térmica.

En el cuadro 2.1.3.5.3 se muestran los valores del costo de transporte cargados a las distintas distribuidoras como promedio ponderado de los distintos cargos por puntos de recepción y entrega en pesos de 2009, en dólares según tasa de cambio vigente en la convertibilidad y según la tasa de cambio promedio de 2009. Asimismo se comparan los valores cargados a las distribuidoras con referencias tomadas del cuadro de costos de transporte para puntos fijos de entrega y recepción del gas a fin de verificar el orden de magnitud implícito en los datos del ENARGAS para 2009 y los vigentes para transporte. Este cuadro es de sumo interés porque explica el mecanismo de congelación de las tarifas de las distribuidoras y de las transportistas.

**CUADRO 6**  
**TARIFAS DE TRANSPORTE MEDIAS INCLUIDAS EN LAS TARIFAS DE LAS**  
**DISTRIBUIDORAS DE GAS EN DICIEMBRE DE 2009: COMPARACIÓN VALORES**  
*(En pesos y en dólares 2001 y 2009)*

Tarifas de Transporte cargadas en los cuadros tarifarios de las distribuidoras-Caso Dic. De 2009				
Distribuidora	(En \$/m3) Diciembre de 2009	En US\$ MBTU (\$ por US\$ TC 2001)	En US\$ MBTU (\$ por US\$ TC 2009)	Referencia por Nodo aproximada según pliego de tarifas (Pliego vigente desde 1993- \$ de 2001)
METROGAS S.A.	0,022	0,609	0,155	0,56
GASNEA S.A.	0,021	0,578	0,147	0,62
GAS NATURAL BAN S.A.	0,018	0,496	0,126	0,57
LITORAL GAS S.A.	0,018	0,474	0,121	0,57

(continúa)

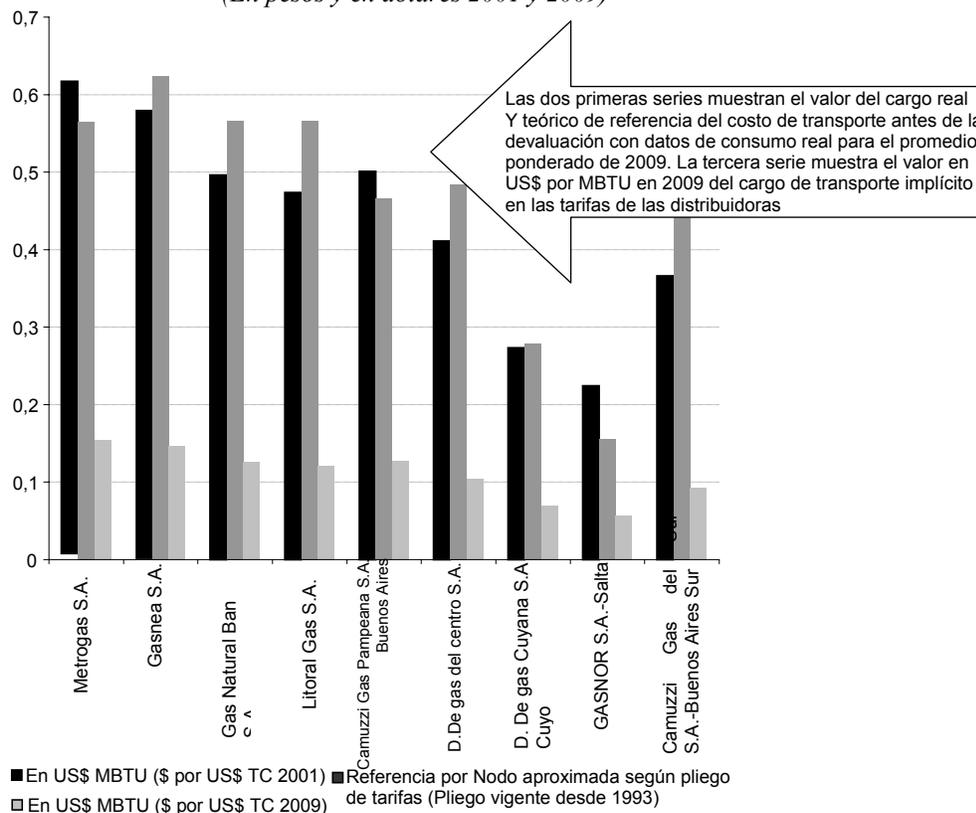
Cuadro 6 (conclusión)

Tarifas de Transporte cargadas en los cuadros tarifarios de las distribuidoras-Caso Dic. De 2009				
Distribuidora	(En \$/m3) Diciembre de 2009	En US\$ MBTU (\$ por US\$ TC 2001)	En US\$ MBTU (\$ por US\$ TC 2009)	Referencia por Nodo aproximada según pliego de tarifas (Pliego vigente desde 1993- \$ de 2001)
CAMUZZI GAS Pampeana S.A.- Buenos Aires	0,019	0,501	0,128	0,47
D. DE GAS DEL CENTRO S.A	0,015	0,411	0,105	0,48
D. DE GAS CUYANA S.A.-Cuyo	0,010	0,274	0,070	0,28
GASNOR S.A.-Salta	0,008	0,224	0,057	0,16
CAMUZZI GAS DEL SUR S.A.- Buenos Aires Sur	0,014	0,366	0,093	0,47

Fuente: Elaboración propia con datos del ENARGAS, Boletín anual 2009, Cap. V.

Cabe señalar entonces que desde el punto de vista de la formación de tarifas finales para los segmentos cuyas tarifas fueron congeladas (o demanda prioritaria), los componentes transporte han permanecido casi invariables en pesos, mas no así en dólares, desde 2000 a 2010.

**GRÁFICO 3**  
**TARIFAS DE TRANSPORTE MEDIAS INCLUIDAS EN LAS TARIFAS DE LAS DISTRIBUIDORAS DE GAS EN DICIEMBRE DE 2009: COMPARACIÓN VALORES**  
*(En pesos y en dólares 2001 y 2009)*



Fuente: Elaboración propia con datos del ENARGAS, Boletín anual 2009, Cap. V.

**CUADRO 7**  
**TARIFAS DE TRANSPORTE- REFERENCIAS PARA GRAN BUENOS AIRES**  
**EN US\$ CORRIENTES POR MBTU SEGÚN GAS DE LAS PRINCIPALES CUENCAS**  
**VIGENTES PARA LA DEMANDA PRIORITARIA**

Tarifa de Transporte en US\$ MBTU FU=100%-Idéntico a IT o Interrumpible-Destino Gran Buenos Aires-Referencia según pliegos vigentes				
Año/Cuenca	Tierra del Fuego	Neuquen	Salta	Neuquén
2000	0,98	0,57	0,74	0,56
2001	0,98	0,57	0,74	0,56
2002	0,29	0,17	0,22	0,17
2003	0,33	0,19	0,25	0,19
2004	0,33	0,19	0,25	0,19
2005	0,34	0,19	0,25	0,19
2006	0,32	0,18	0,24	0,18
2007	0,31	0,18	0,24	0,18
2008	0,31	0,18	0,23	0,18
2009	0,26	0,15	0,20	0,15
2010	0,25	0,14	0,19	0,14

Fuente: Elaboración propia con datos del ENARGAS, TGS y TGN.

Sin embargo la aplicación de los cargos por Fideicomisos (Ley 26095, sancionada en abril de 2006 y promulgada en mayo de ese año), llevó a un juego de tarifas de remuneración para las transportistas fijado por debajo de los cuadros tarifarios del ENARGAS, aplicable sólo al gas transportado en los tramos ampliados mediante fideicomisos. El monto de estas tarifas percibidas por los transportistas -según datos de TGN- equivale, para cada tramo, al 63% de la tarifa por m<sup>3</sup> fijada en los pliegos del ENARGAS y excluye la remuneración por inversiones, en tanto ellas se realizan mediante los fideicomisos pagados mediante cargos específicos para cada Fideicomiso. Cabe mencionar que la capacidad total nominal del sistema de transporte sólo se incrementó en un 11% entre 2004 y 2006, mientras que desde 2000 hasta 2004 permaneció casi invariable. Los cargos específicos para las tarifas de transporte comenzaron a regir en 2007 (Res. MPFIPYS 2008/2006 del 28-12-2006). El valor del cargo es pagado por todos los usuarios menos los comprendidos en la demanda prioritaria (Residencial, Servicio General P1 y P2 y estaciones de GNC), pero no opera para reventas de esa capacidad por parte de las distribuidoras cuando el destino de la reventa sea para otros usuarios (industriales y generadores eléctricos)<sup>5</sup>.

Los cargos por fideicomiso y la estimación del pliego de tarifas efectivas vigente para el período 2007-2010, aplicable al conjunto de la demanda industrial, de generadores y todo otro consumidor no incluido en la demanda prioritaria se muestra seguidamente.

<sup>5</sup> Ver Nota aclaratoria SE 0696 del 28 de julio de 2007.

**CUADRO 8**  
**CUADROS DE TARIFAS DE LA TRANSPORTADORA DE GAS DEL NORTE (TGN) Y**  
**TRANSPORTADORA DE GAS DEL SUR (TGS)-VIGENTES APROXIMADAMENTE DURANTE**  
**TODO EL PERÍODO 2007-2010. USUARIOS INDUSTRIALES, GENERADORES ELÉCTRICOS**  
**Y OTROS NO DEFINIDOS EN DEMANDA PRIORITARIA**

Recepción	Despacho	Tarifas vigentes según ENAR GAS-enero de 2002	Fideicomiso 2005 Abril de 2005-% respecto a pliego vigente	Fideicomiso 2006-2008 Enero de 2007 y % sobre tarifa vigente	Operación y mantenimiento % de la tarifa pliego 2002	Tarifa en \$ por m3/día de capacidad reservada	Tarifa unitaria en US\$ MBTU/día			
Sistema TGS S.A.										
	Transporte en Firme	Pliego \$/m3 día de capacidad-cargo mensual	Concurso Abierto 03/2004 \$/m3 día-cargo mensual-Fideicomiso 1 y % respecto a pliego	Concurso Abierto 02/2005 \$/m3 día-Fideicomiso II y % respecto a tarifa pliego	Costos operativos reconocidos a las transportistas sin inversiones	Tarifa de Transporte e grandes usuarios \$ m3/día Cargo mensual	Aproximación precios en US\$ por MBTU/día 2009-FU 100%			
T. del Fuego	T. del Fuego	0,076			58%	0,044	0,120	0,029		
	Sta. Cruz Sur	0,154	0,125	82%	0,266	173%	58%	0,089	0,634	0,151
	Chubut Sur	0,392	0,32	82%	0,678	173%	58%	0,227	1,617	0,386
	Buenos Aires Sur	0,462	0,377	82%	0,798	173%	58%	0,268	1,905	0,455
	Bahía Blanca	0,707	0,577	82%	1,223	173%	58%	0,41	2,918	0,697
	La Pampa Norte	0,705					58%	0,409	1,114	0,266
	Buenos Aires	0,828	0,675	82%	1,431	173%	58%	0,48	3,414	0,816
Santa Cruz	GBA	0,929	0,758	82%	1,605	173%	58%	0,539	3,831	0,915
	Sta. Cruz Sur	0,077	0,063	82%	0,134	173%	58%	0,045	0,319	0,076
	Chubut Sur	0,315	0,257	82%	0,545	173%	58%	0,183	1,300	0,311
	Buenos Aires Sur	0,385	0,314	82%	0,666	173%	58%	0,223	1,589	0,38
	Bahía Blanca	0,632	0,516	82%	1,093	173%	58%	0,367	2,607	0,623
	La Pampa Norte	0,632					58%	0,367	0,999	0,239
	Buenos Aires	0,753	0,614	82%	1,301	173%	58%	0,437	3,105	0,742
Chubut	GBA	0,854	0,697	82%	1,476	173%	58%	0,495	3,523	0,842
	Chubut Sur	0,077	0,063	82%	0,132	173%	58%	0,044	0,316	0,076
	Buenos Aires Sur	0,144	0,117	82%	0,248	173%	58%	0,083	0,592	0,142
	Bahía Blanca	0,383	0,313	82%	0,662	173%	58%	0,222	1,580	0,378
	La Pampa Norte	0,402					58%	0,233	0,635	0,152
	Buenos Aires	0,498	0,406	82%	0,861	173%	58%	0,289	2,054	0,491
	GBA	0,594	0,484	82%	1,026	173%	58%	0,344	2,449	0,585
Neuquén	Neuquén	0,068	0,056	82%	0,118	173%	58%	0,039	0,281	0,067
	Bahía Blanca	0,331	0,27	82%	0,571	173%	58%	0,192	1,364	0,326
	La Pampa Norte	0,356					58%	0,207	0,563	0,134

(continúa)

Cuadro 8 (conclusión)

Recepción	Despacho	Tarifas vigentes según ENAR GAS-enero de 2002	Fideicomiso 2005 Abril de 2005-% respecto a pliego vigente	Fideicomiso 2006-2008 Enero de 2007 y % sobre tarifa vigente	Operación y mantenimiento % de la tarifa pliego 2002	Tarifa en \$ por m3/día de capacidad reservada	Tarifa unitaria en US\$ MBTU/día
Sistema TGS S.A.							
	Transporte en Firme	Pliego \$/m3 día de capacidad-cargo mensual	Concurso Abierto 03/2004 \$/m3 día-cargo mensual-Fideicomiso 1 y % respecto a pliego	Concurso Abierto 02/2005 \$/m3 día-Fideicomiso II y % respecto a tarifa pliego	Costos operativos reconocidos a las transportistas sin inversiones	Tarifa de Transporte e grandes usuarios \$ m3/día Cargo mensual	Aproximación precios en US\$ por MBTU/día 2009-FU 100%
	Buenos Aires	0,448	0,365 82%	0,774 173%	58%	0,26 1,847	0,441
	GBA	0,548	0,448 82%	0,948 173%	58%	0,318 2,262	0,541
Sistema TGN		0,119	0,084			0,075 0,493	0,118
Salta	Salta	0,252	0,177 70%	0,215 181%	63%	0,159 1,043	0,249
	Tucuman	0,468	0,329 70%	0,455 181%	63%	0,295 1,938	0,463
	Centro	0,611	0,429 70%	0,846 181%	63%	0,385 2,529	0,604
	Litoral	0,655	0,459 70%	1,104 181%	63%	0,413 2,710	0,648
	Aldea Brasileira	0,724	0,508 70%	1,183 181%	63%	0,456 2,996	0,716
	GBA	0,098	0,215 70%	1,308 181%	63%	0,061 0,93	0,222
Neuquén	Cuyo	0,244	0,219 221%	0,555 569%	63%	0,154 1,181	0,282
	Centro	0,307	0,315 90%	0,564 231%	63%	0,194 1,627	0,389
	Litoral	0,312	0,03 103%	0,811 264%	63%	0,197 1,434	0,343
	Aldea Brasileira	0,449	0,393 10%	0,895 287%	63%	0,283 2,174	0,52
	GBA	0,495	0,455 88%	0,988 220%	63%	0,312 1,980	0,473
	Entre Rios	0,448	0,365 92%	1,172 237%	63%	0,26 1,847	0,441

Fuente: Estimaciones propias con datos de ENARGAS y Resoluciones según información de Cargos NO definitivos - Nota Enargas 6585 (30/09/05) y 6940 (14/10/05).

Nótese que el Fideicomiso I se creó y definió antes de la promulgación de la Ley 26095 y que el Fideicomiso II operaría desde enero de 2007 aunque sus cargos fueron creados por notas del Enargas durante 2005. Dada la propia mecánica del cargo por Fideicomiso no ha sido posible obtener más que los presentes valores de referencia. Sin embargo estos quedarían confirmados sobre la base de la Resolución 2289-2010 del MPFIPyS en tanto dicha resolución reduce el cargo del Fideicomiso I al 50% del vigente en este cuadro por haberse recuperado la inversión en un plazo menor al previsto, mientras que el Fideicomiso II ha sido ajustado con fuertes incrementos atendiendo al mismo argumento de la velocidad de recuperación (ej. 138% en el cargo tramo Neuquén –GBA para sistema TGS). Estos incrementos rigieron a partir de diciembre de 2010 y se crea un pequeño cargo también para el caso de GNC<sup>6</sup>.

<sup>6</sup> Debido a lo reciente de esta Resolución y su vigencia sólo para diciembre de 2010 no se lo incluye en los cálculos en este trabajo.

## f) Tarifas de Distribución de Gas

Debido a la dispersión de precios y tarifas vigentes en el mercado argentino de gas, y la ausencia de estadísticas capaces de reflejar adecuadamente esta dispersión, a los efectos del cálculo de evolución de las tarifas se tomarán, para este estudio, las fijadas por el ENARGAS asumidas por las distribuidoras para Gran Buenos Aires que representa el mayor mercado del país.

Para el caso de los industriales y generadores eléctricos se estiman, a partir de 2005 según los precios informados en las ofertas irrevocables de compra en el MEGSA, y con las tarifas de transporte vigentes, asumiendo un promedio ponderado fijo desde las distintas cuencas productoras y para las centrales situadas también en GBA.

### Tarifas Residenciales

Las tarifas finales estimadas son las que figuran en el cuadro 9. Asimismo se realiza una aproximación para el cálculo de las componentes de la tarifa residencial sin impuestos. Los consumos escogidos representan el límite superior de las nuevas categorías en que se subdividió el consumo residencial desde 2008. Estas tarifas por otra parte son aproximadamente representativas para la mayor zona de consumo del país (Capital Federal y gran Buenos Aires).

Debido a la ausencia de información continua y homogénea sobre el precio de compra del gas de cada distribuidora -y los volúmenes comprados en cada cuenca-, y a las pequeñas diferencias que pueden surgir en el cálculo del costo medio de transporte según los contratos de cada distribuidora con los productores de cada cuenca, se ha asumido de modo simplificado los valores medios de 2009 en las componentes gas natural (informados por MEGSA) y transporte (informado por ENARGAS). Las tarifas finales sin impuestos surgen no obstante de los pliegos de tarifas vigentes en cada año (Pliegos ENARGAS para de Metrogas y BAN). No se consideran las variaciones de tarifas por aplicación del Programa de Uso Racional de la Energía-Gas (P.U.R.E.-GAS), en tanto no existen estadísticas de referencia disponibles. Este programa penaliza las tarifas de los usuarios que incrementaron sus consumos respecto a igual período de consumo a igualdad de temperaturas de referencia partiendo de datos de 2003 y fue de aplicación desde 2005, con modificaciones en 2008. Del mismo modo bonifica a los usuarios que hubieran disminuido estos consumos<sup>7</sup>.

**CUADRO 9**  
**TARIFAS DE GAS NATURAL SIN IMPUESTOS PARA USUARIOS RESIDENCIALES**  
**Y ESTIMACIÓN APROXIMADA DE LAS COMPONENTES G, T Y D. EN PESOS CORRIENTES**  
**Y EN US\$ MBTU A LA TASA DE CAMBIO VIGENTE COMO PROMEDIO PARA CADA AÑO**

Año	Tarifas Metrogas y BAN- estimación en \$ por M3				Componentes \$ por m3		
	Residencial 75 m3 Bimestre- R1	Residencial 133 m3 Bimestre- R2-2	Residencial 165 m3 bim-R2-3	Residencial 250 m3 bim-R3-2	Componente G- estimado de Gas Natural-Estimación promedio fijo	Componente T- Transporte-Tarifa media/FU Residencial = 35%	Componente D-Margen Distribuidora
2000	0,25553	0,21063	0,19937	0,18346	0,046	0,063	0,146
2001	0,25553	0,21063	0,19937	0,18346	0,046	0,063	0,146
2002	0,25553	0,21063	0,19937	0,18346	0,046	0,063	0,146
2003	0,25553	0,21063	0,19937	0,18346	0,046	0,063	0,146
2004	0,25125	0,20598	0,19463	0,17859	0,046	0,063	0,142
2005	0,25125	0,20598	0,19463	0,17859	0,046	0,063	0,142
2006	0,25125	0,20598	0,19463	0,17859	0,046	0,063	0,142
2007	0,25125	0,20598	0,19463	0,17859	0,046	0,063	0,142
2008	0,24691	0,20188	0,20339	0,22838	0,046	0,063	0,138

(continúa)

<sup>7</sup> Resolución N° 624 de la Sec. de Energía; S.E. N° 881 y su Modificatoria respecto del Capítulo III de la Resolución N° 624 y Resolución de la S.E. N° 814/08 (que rige para los consumos a partir del 31 de agosto de 2008).

Cuadro 8 (conclusión)

Tarifas Metrogas y BAN- estimación en \$ por M3					Componentes \$ por m3		
Año	Residencial 75 m3 Bimestre- R1	Residencial 133 m3 Bimestre- R2-2	Residencial 165 m3 bim-R2-3	Residencial 250 m3 bim-R3-2	Componente G- estimado de Gas Natural-Estimación promedio fijo	Componente T- Transporte-Tarifa media/FU Residencial = 35%	Componente D-Margen Distribuidora
2009	0,24691	0,20188	0,20339	0,22838	0,046	0,063	0,138
2010	0,24691	0,20188	0,20339	0,22838	0,046	0,063	0,138
2011	0,24691	0,20188	0,20339	0,22838	0,046	0,063	0,138

Tarifas Metrogas y BAN- estimación en US\$ MBTU					Componentes US\$ MBTU		
Año	Residencial 75 m3 Bimestre- R1	Residencial 133 m3 Bimestre- R2-2	Residencial 165 m3 bim-R2-3	Residencial 250 m3 bim-R3-2	Componente G- estimado de Gas Natural-Estimación promedio fijo	Componente T- Transporte-Tarifa media/FU Residencial = 35%	Componente D-Margen Distribuidora
2000	6,92	5,71	5,4	4,97	1,26	1,7	3,96
2001	6,92	5,71	5,4	4,97	1,26	1,7	3,96
2002	2,05	1,69	1,6	1,47	0,37	0,5	1,17
2003	2,35	1,93	1,83	1,69	0,43	0,58	1,34
2004	2,31	1,9	1,79	1,64	0,43	0,58	1,31
2005	2,33	1,91	1,8	1,65	0,43	0,58	1,32
2006	2,21	1,82	1,72	1,57	0,41	0,55	1,25
2007	2,18	1,79	1,69	1,55	0,4	0,55	1,23
2008	2,12	1,73	1,74	1,96	0,4	0,54	1,18
2009	1,79	1,47	1,48	1,66	0,34	0,46	1
2010	1,71	1,4	1,41	1,58	0,32	0,44	0,95

Fuente: Elaboración propia con datos del ENARGAS, MEGSA y Metrogas<sup>a</sup>. Los consumos medios bimestrales rondan los 45 m3 para Metrogas y 75 m3 para Gas Natural BAN<sup>b</sup>.

<sup>a</sup> Categoría: Residencial-Metrogas-Cuadros de Tarifas finales a usuarios, según Anexo I Resolución ENARGAS N° I/ 566- Vigentes a partir del 1° de noviembre de 2008.

(\*) De acuerdo a lo establecido en la Resolución N° I/ 566, las tarifas de los usuarios R1, R2 1°, R2 2° y SDB se facturarán sin cambios respecto de las vigentes al 31/08/08.

La Categorización vigente desde 1-11-2008 es la siguiente:

R1 (\*) (De 0 a 500 m3 anuales)

Cargo Fijo (\$/factura): 7.744752

Cargo por (\$/m<sup>3</sup> de consumo): 0.143651

Factura Mínima (\$/factura): 13.075555

R2 1 (\*) (De 501 a 650 m3 anuales)

Cargo Fijo (\$/factura): 7.744752

Cargo por (\$/m<sup>3</sup> de consumo): 0.143651

Factura Mínima (\$/factura): 13.075555

R2 2 (\*) (De 651 a 800 m3 anuales)

Cargo Fijo (\$/factura): 7.744752

Cargo por (\$/m<sup>3</sup> de consumo): 0.143651

Factura Mínima (\$/factura): 13.075555

R2 3 (De 801 a 1000 m3 anuales)

Cargo Fijo (\$/factura): 7.744752

Cargo por (\$/m<sup>3</sup> de consumo): 0.156451

Factura Mínima (\$/factura): 13.075555

R3 1 (De 1001 a 1250 m3 anuales)

Cargo Fijo (\$/factura): 7.744752

Cargo por (\$/m<sup>3</sup> de consumo): 0.197401

Factura Mínima (\$/factura): 13.075555

R3 2 (De 1251 a 1500 m3 anuales)

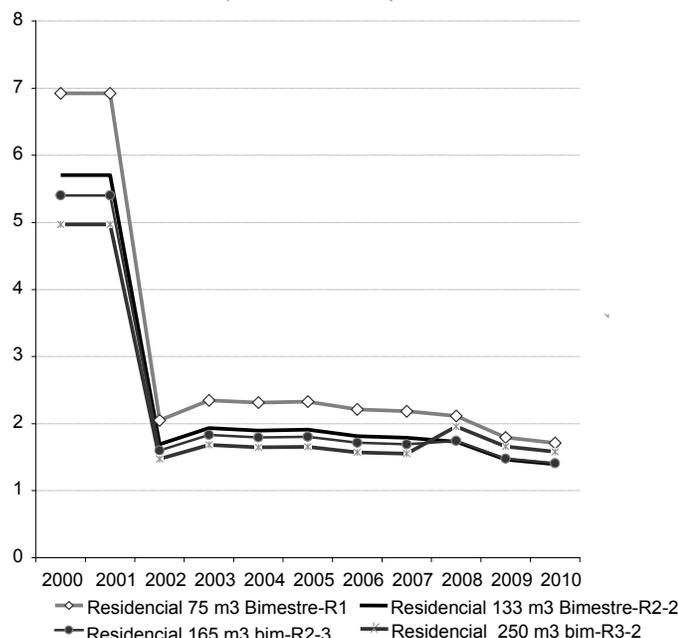
Cargo Fijo (\$/factura): 7.744752

Cargo por (\$/m<sup>3</sup> de consumo): 0.197401

Factura Mínima (\$/factura): 13.075555

<sup>b</sup> Estos varían ampliamente entre los meses de invierno y resto del año. A nivel país, el consumo medio residencial se ubica en 200 m3/bimestre, por la gran influencia de los consumos de las zonas más frías del país.

**GRÁFICO 4**  
**TARIFAS DE GAS NATURAL SIN IMPUESTOS PARA USUARIOS RESIDENCIALES**  
*(En US\$ MBTU)*



Fuente: Elaboración propia con datos del ENARGAS, MEGSA y Metrogas.

Cabe señalar que la normativa vigente entre 2000 y 2010 no ha modificado mayormente el grado de dispersión entre las tarifas residenciales aplicadas en las nueve zonas de distribución. Esto significa que de todas las modificaciones regulatorias, la de mayor peso se refiere al congelamiento de tarifas y el impacto de la devaluación del 2002 para su expresión en dólares por MBTU. En segundo lugar, sólo ha sido ligeramente significativa la subdivisión por categorías de consumo a partir de 2008. La mayor penalización relativa en este contexto de fuertes transferencias de rentas al consumidor residencial ha sido aplicada a la categoría R3-2 que siquiera llega a igualar la tarifa unitaria vigente para el tramo de menores consumos (R1) (ver gráfico 9). La ausencia de estadísticas disponibles no permite un cálculo de la tarifa residencial promedio.

#### *Tarifas para el sector Comercial, Servicios y Público*

Con anterioridad a las modificaciones ad hoc introducidas en la regulación de la industria del gas en Argentina, estos usuarios podían atenerse al régimen de servicio general P hasta 1000 m<sup>3</sup>/día, mientras que los que deseaban acceder a consumos mayores podían contratar el suministro de gas según el servicio general G, que incluía un cargo por reserva de capacidad y un cargo variable con un límite inferior de 1000 m<sup>3</sup> día<sup>8</sup> el cual podía corresponder también a usuarios industriales pequeños.

Las reestructuraciones de categorías desde 2004 limitaron el servicio estrictamente regulado a las categorías de servicios P. Los cuadros tarifarios permanecieron congelados desde 1992 a 2010.

<sup>8</sup> La definición era la siguiente: SERVICIO GENERAL "P" (SG-P): Servicio para usos no domésticos en donde el cliente no tiene una cantidad contractual mínima (no hay un contrato de servicio de gas) y SERVICIO GENERAL "G" (SG-G): Servicio para usos no domésticos en donde el cliente ha celebrado un contrato de servicio de gas con una cantidad contractual mínima, la cual en ningún caso puede ser inferior a 1.000 m<sup>3</sup> /día durante un período no menor a un año.

**CUADRO 10**  
**TARIFAS DE GAS NATURAL SIN IMPUESTOS SERVICIO GENERAL-P.**  
**DATOS MEDIOS DE LOS PLIEGOS. CASO VIGENTE GRAN BUENOS AIRES**

Tarifa SG-P	Promedio mensual diciembre 1992-2010- \$ por m3	% de Variabilidad (Desvío Estándar/Promedio simple)
Cargo Fijo	11,00	2%
C m3 Consumo	-	0%
0-1000	0,13	4%
1001-9000	0,13	5%
9001	0,12	5%

Fuente: Enargas y distribuidoras.

Por consiguiente las tarifas resultantes para esta categoría son las que se presentan en el cuadro siguiente:

**CUADRO 11**  
**TARIFAS PARA LA CATEGORÍA SERVICIOS**  
**EN \$ POR M3 Y US\$ POR MBTU**

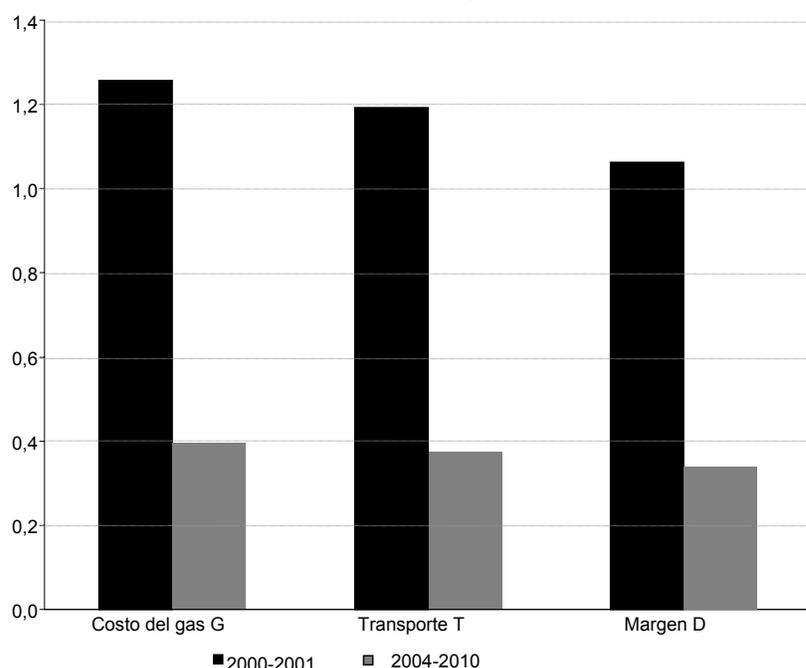
En \$ por M3				En US\$ MBTU			
Año	Categorías			Año	Categorías		
	1000 m3	9000 m3	9001 -30000 m3/mes		hasta 33 m3/día	hasta 300 m3/día	desde 301 m3 día hasta 1000 m3/día
2000	0,146	0,127	0,118	2000	3,9	3,4	3,2
2001	0,146	0,127	0,118	2001	3,9	3,4	3,2
2002	0,146	0,127	0,118	2002	1,2	1,0	0,9
2003	0,146	0,127	0,118	2003	1,3	1,2	1,1
2004	0,146	0,127	0,118	2004	1,3	1,2	1,1
2005	0,146	0,127	0,118	2005	1,3	1,2	1,1
2006	0,146	0,127	0,118	2006	1,3	1,1	1,0
2007	0,146	0,127	0,118	2007	1,3	1,1	1,0
2008	0,146	0,127	0,118	2008	1,2	1,1	1,0
2009	0,146	0,127	0,118	2009	1,1	0,9	0,9
2010	0,146	0,127	0,118	2010	1,0	0,9	0,8

Fuente: Estimaciones propias datos de ENARGAS y METROGAS.

Como se observa las variaciones, excluidas las estacionales que no fueron consideradas por constituir variaciones mínimas, se deben exclusivamente a la devaluación del 2002, en tanto desde la primera revisión quinquenal estas tarifas no han sido modificadas.

En cuanto a los distintos componentes de esta tarifa calculados como promedio en US\$ por MBTU para 2000-2001 y 2002-2010 se tienen los resultados que se muestran en el gráfico 5.

**GRÁFICO 5**  
**ESTIMACIÓN DE LOS COMPONENTES DE LA TARIFA VIGENTE PARA**  
**SERVICIOS HASTA 1,000 M3/DÍA**  
*(En US\$ MBTU)*



Fuente: Estimaciones propias. Archivo de trabajo Tarifas de Metrogas recopiladas.xls y Copia de Tarifas200405.xls (ENARGAS).

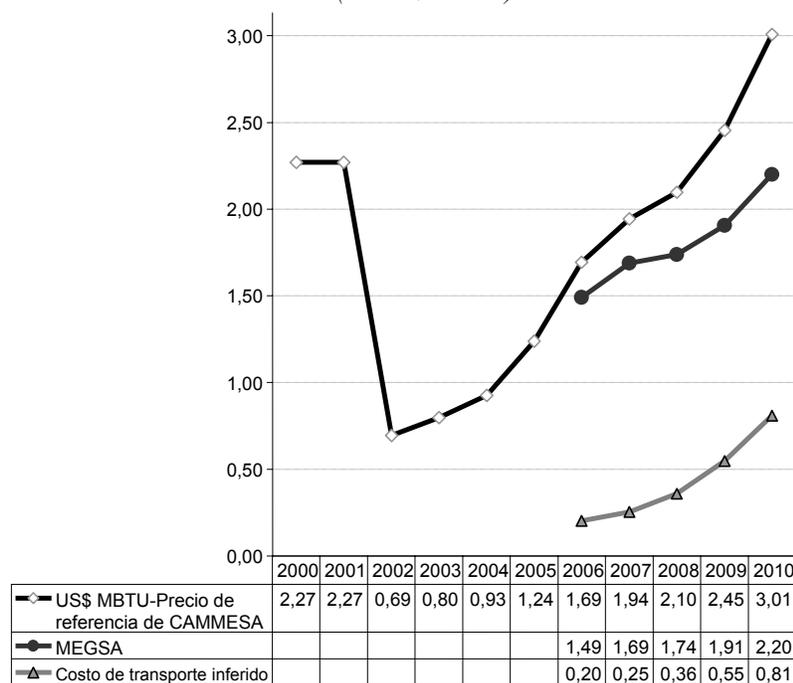
### *Tarifas para Generación eléctrica y para el sector industrial.*

#### *i) Gas para generación eléctrica*

Para tipificar el consumo de gas de los generadores eléctricos se toma como referencia los valores reportados por CMMESA para establecer el sobrecosto transitorio de despacho. Este indicador puede no reflejar con exactitud el costo real del gas para todos los generadores sea con gas o con otros combustibles. Sin embargo tampoco existe la información completa del origen y destino del conjunto de operaciones como para efectuar un cálculo paralelo que sólo podría hacerse con los precios por cuenca de las ofertas irrevocables (MEGSA), sumándole el costo de transporte incluyendo cargos por fideicomiso. Los valores de referencia del precio del gas publicados por CMMESA se refieren al período enero de 2001- diciembre de 2006 y se empalman con datos de abril de 2002 hasta diciembre de 2010. Como se señaló estos valores son utilizados para remunerar a los generadores, sirviendo asimismo como referentes para determinar los sobrecostos transitorios de despacho (SCTD), es decir se asume que las máquinas térmicas a gas siempre disponen de gas a ese precio y si utilizan ya sea, gas mas caro, o combustibles alternativos, la diferencia entre el precio de referencia y el real es cubierto por fondos de compensación a los generadores que reciben remuneración por estos sobrecostos. La comparación con los datos de referencia del MEGSA se muestra seguidamente y se asume que la diferencia estaría reflejando el promedio de los costos de transporte<sup>9</sup>.

<sup>9</sup> La dificultad de reflejar costos de transporte con base en los datos de los cargos se deriva del hecho de que no se dispone del flujo de transacciones entre productores, comercializadores y distribuidoras con generadores situados en distintos puntos del país y tampoco el promedio ponderado de las parejas de contratación en modo interrumpible y fijo.

**GRÁFICO 6**  
**PRECIOS DE REFERENCIA DEL GAS PARA GENERACIÓN ELÉCTRICA-CAMMESA**  
**2001-2010 Y PRECIOS INDICATIVOS DEL MEGSA-2004-2006**  
*(En US\$ MBTU)*



Fuente: Estimaciones propias con datos de CAMMESA, SE y MEGSA. Archivo de trabajo: Copia de precomb-1-Cammesa 2001-2006 mensual.xls y PRECIO\_GAS\_REFERENCIA.xls

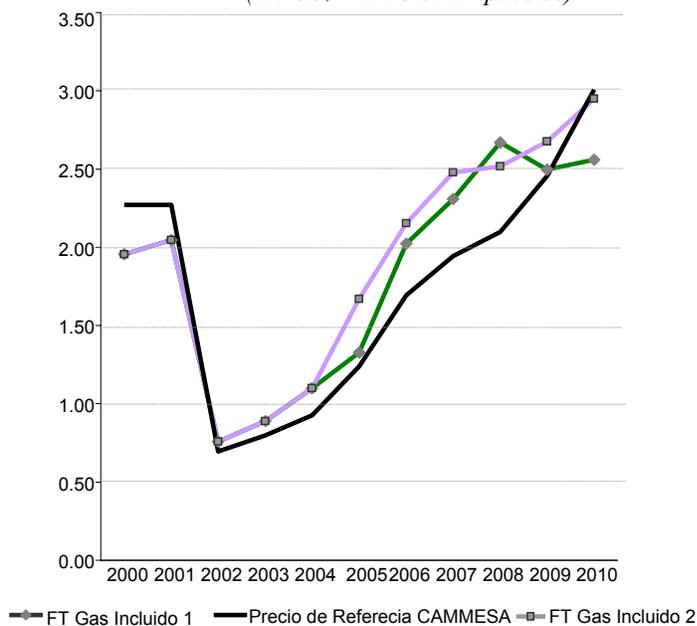
## ii) Sector Industrial

El cálculo de las tarifas pagadas por el sector industrial se ha realizado de modo aproximado considerando el precio del gas en Boca de Pozo tomando como referencia: 1- los precios por cuenca para regalías datos medios y 2-Precios del MEGSA desde 2005, sumándole en ambos casos el costo de transporte en Firme con utilización del 100% de la capacidad contratada. Para ello se asume como hipótesis un mix fijo de suministros por cuenca ponderados del siguiente modo: a) cuenca neuquina 45%; cuenca austral 35% y cuenca del NOA 25%.

Las tarifas de transporte desde 2006 son calculadas con los cargos por fideicomisos.

El resultado se presenta seguidamente y se lo compara con los precios de referencia utilizados por Cammesa para los generadores de energía eléctrica.

**GRÁFICO 7**  
**ESTIMACIÓN DEL PRECIO DEL GAS PARA INDUSTRIAS. VALORES**  
*(En US\$ MBTU sin impuestos)*

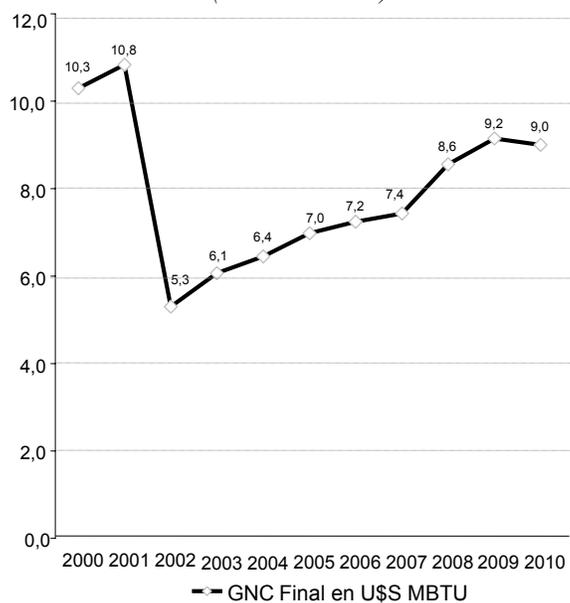


— FT Gas Incluido 1 — Precio de Referencia CAMMESA — FT Gas Incluido 2  
 Fuente: Estimaciones propias con datos de ENARGAS, CAMMESA y SE. Ver archivo: sendero de precios Industrias Estimacion RK.xls.  
 Nota: Las fluctuaciones de los precios resultan tanto de los cambios de valores en \$ como de la evolución del tipo de cambio promedio para efectuar los cálculos en US\$ por MBTU.

**Tarifas para el sector transporte: GNC**

Se han estimado los valores según datos publicados por el Enargas para el período 2004-2007 y estimaciones propias para el período 2008 a 2010. La serie se presenta seguidamente.

**GRÁFICO 8**  
**ESTIMACIÓN DEL PRECIO DEL GAS PARA TRANSPORTE**  
*(En US\$ MBTU)*



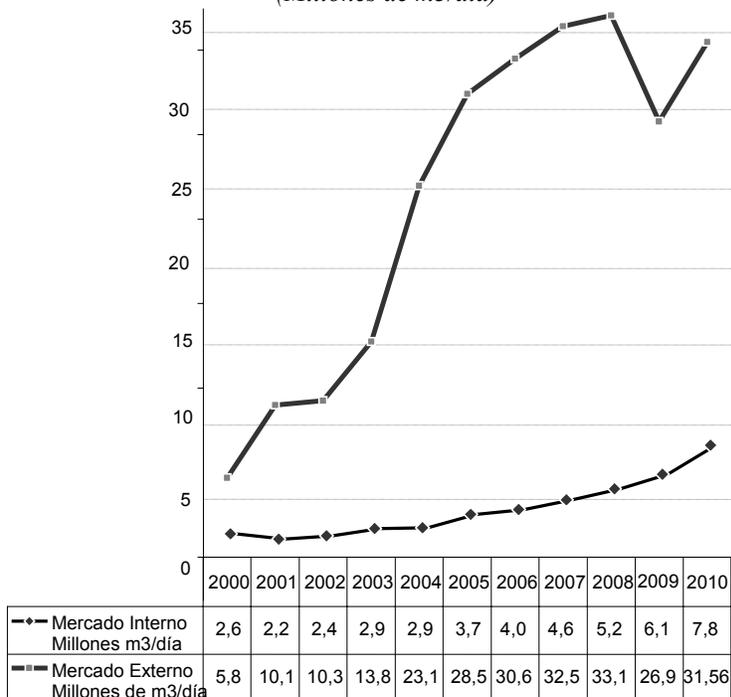
— GNC Final en US\$ MBTU  
 Fuente: Estimaciones propias con datos parciales del ENARGAS.

## B. Estado Plurinacional de Bolivia

### 1. Breve caracterización del mercado

Bolivia es un país exportador neto de gas natural. La proporción entre el gas destinado al mercado interno y externo varió sustantivamente primero con las reformas de los años 90 y luego tras los cambios institucionales ocurridos entre 2005 y 2006.

**GRÁFICO 9**  
**DESTINO DE GAS PRODUCIDO EN EL ESTADO**  
**PLURINACIONAL DE BOLIVIA 2000-2010**  
*(Millones de m<sup>3</sup>/día)*

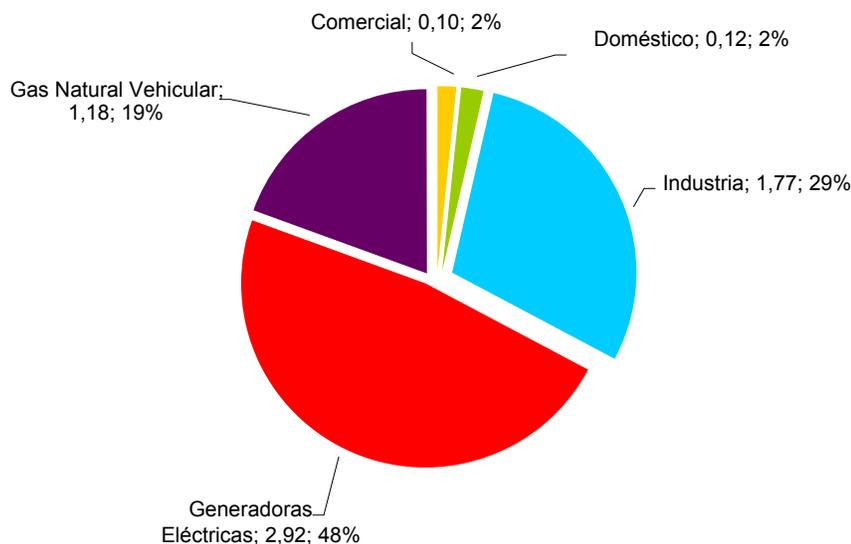


Fuente: Empresa Boliviana de Refinación e Instituto Nacional de Estadísticas. Datos de 2009, preliminares. Para 2010 los datos se toman del Boletín Estadístico de Producción, Transporte, Refinación e Industrialización de Hidrocarburos publicado por el Ministerio de Hidrocarburos y Energía del Estado Plurinacional de Bolivia, Septiembre de 2010.

El grueso de las exportaciones, alrededor de 20 a 26,7 millones de m<sup>3</sup>/día, tiene como destino el mercado de Brasil. El mercado de Argentina, que había sido el único hasta inicios de los 90, representaba unos 4 a 6 MMm<sup>3</sup>/día. Las exportaciones a la Argentina fueron nulas entre 2000 y 2005, pero se incrementaron progresivamente desde 2005 a 2009 como consecuencia de la crisis de abastecimiento de gas en Argentina desde 2004 aunque para Bolivia el tope contractual vigentes de 6 MMm<sup>3</sup>/día.

Con respecto al mercado interno de Bolivia el mismo tenía en 2009, según cifras preliminares, tendría un tamaño de tan sólo 7,8 MMm<sup>3</sup>/día. Sin embargo el crecimiento del mismo desde 2004 a 2010 se dio a una tasa del 17,8% a.a, siendo la misma desde 1990 a 2004 del 6% a.a. (el promedio del mercado interno de Bolivia para 2000-2004 fue de sólo 2,6 MMm<sup>3</sup>/día). Los usos predominantes en el mercado interno son la generación eléctrica y la industria, constituyendo el sector transporte el de tercer lugar. El mercado domiciliario es reducido.

**GRÁFICO 10**  
**DESTINO DE GAS PRODUCIDO EN EL ESTADO**  
**PLURINACIONAL DE BOLIVIA 2000-2009**



Fuente: Instituto Nacional de Estadísticas. Datos de 2009, preliminares.

## 2. Breve descripción de los principales cambios en el marco regulatorio

Durante la reforma de los noventa y con el objetivo de atraer inversiones extranjeras para la explotación de los hidrocarburos líquidos y gaseosos, Bolivia dictó en 1996 una Ley que reducía drásticamente el porcentaje total de regalías (entre 15 y 18%) y concedía amplias facultades a las empresas concesionarias. Los relativamente bajos precios internacionales de referencia vigentes en aquel entonces, sumados a esta reducción de la participación estatal, minimizaron la captación de la renta por parte del Estado. Como una reacción al modelo implementado, en el año 2004 se lanzó un referéndum<sup>10</sup> tendiente a revertir la situación anterior. Los resultados fueron contundentes con una abrumadora mayoría para las preguntas que tendían a confirmar el rechazo a la anterior Ley y a reafirmar la propiedad de los recursos naturales por parte del Estado (cerca del 90% de los que votaron).

En consecuencia y sobre la base del citado referéndum, hacia mayo de 2005, Bolivia promulga la denominada Ley de Nacionalización de los Hidrocarburos (N° 3058 que abroga la anterior Ley 1689, de 30 de abril de 1996), bajo la presión de una visión política que percibe que “se trata del último recurso estratégico del país más pobre de la región”, para mantener en pie la viabilidad del proyecto nacional. En un comienzo, las perspectivas de hacer un uso interno e industrializar el gas dominaron el discurso, en tanto ello formaba parte integral de la nueva Ley.

<sup>10</sup> Las cinco preguntas del referéndum fueron las siguientes: 1 ¿Está usted de acuerdo con la abrogación de la Ley de Hidrocarburos 1689? 2 ¿Está usted de acuerdo con la recuperación de la propiedad de todos los hidrocarburos en boca de pozo para el Estado boliviano? 3 ¿Está usted de acuerdo con refundar Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos, recuperando la propiedad estatal de las acciones de las bolivianas y los bolivianos en las empresas petroleras capitalizadas, de manera que pueda participar en toda la cadena productiva de los hidrocarburos? 4 ¿Está usted de acuerdo con la política de utilizar el gas como recurso estratégico para el logro de una salida útil y soberana al océano Pacífico? 5 ¿Está usted de acuerdo con que Bolivia exporte gas en el marco de una política nacional que cubra el consumo de gas de las bolivianas y los bolivianos, fomente la industrialización del gas en territorio nacional, cobre impuestos y/o regalías a las empresas petroleras llegando al 50 por ciento del valor de la producción del gas y el petróleo en favor del país; destine los recursos de la exportación e industrialización del gas, principalmente para educación, salud, caminos y empleos?.

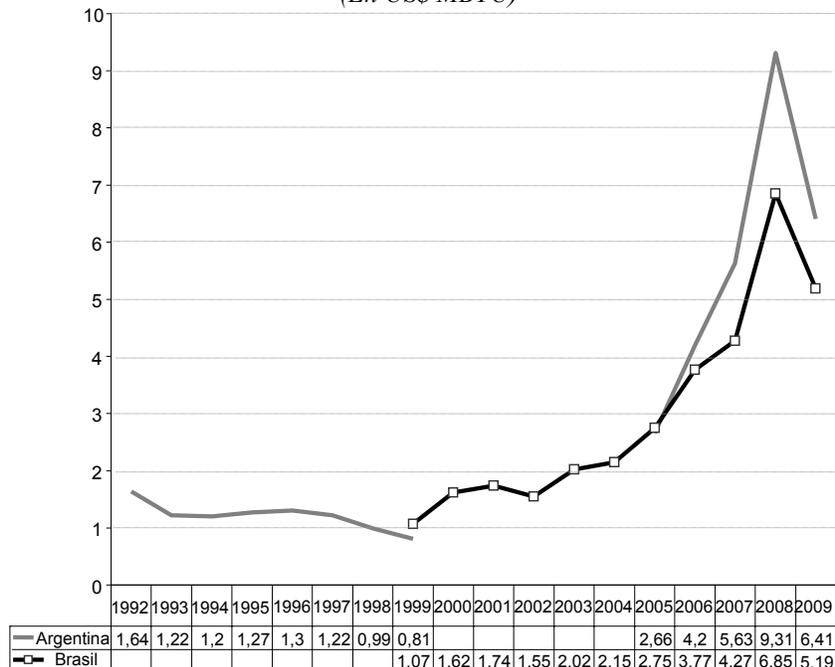
La implementación de la nueva política se produce sólo con el cambio de gobierno, el 1 de mayo del 2006 cuando se decide la nacionalización definitiva los recursos hidrocarburíferos del país mediante el Decreto Supremo 28701. La normativa estableció que las empresas que exploten los yacimientos fueran empresas mixtas en las que YPFB tuviese al menos un 51% del capital. Estas empresas debían entregar la producción a dicha empresa pública, la que se encargaría de la comercialización definiendo las condiciones, volúmenes y precios tanto para el mercado interno como para la exportación y la industrialización. El estado Boliviano estableció así que, para los campos cuya producción certificada promedio de gas natural del año 2005 haya sido superior a los 100 millones de pies cúbicos diarios, el valor de la producción se distribuirá de la siguiente forma: 82% para el Estado (18% de regalías y participaciones, 32% de Impuesto Directo a los Hidrocarburos IDH y 32% a través de una participación adicional para YPFB), y 18% para las compañías (que cubre costos de operación, amortización de inversiones y utilidades). Por otra parte mediante el mencionado decreto, se nacionalizaron las acciones necesarias para que YPFB controle como mínimo el 50% más 1 en las empresas Chaco SA., Andina SA., Transredes SA., Petrobrás Bolivia Refinación SA. y Compañía Logística de Hidrocarburos de Bolivia SA.

### 3. Precios y tarifas del gas natural

#### a) Los precios de exportación

Los precios de exportación del gas de Bolivia, sufrieron un fuerte incremento tras las citadas reformas de 2006, alineándose aún ligeramente por encima de las referencias del precio internacional (Henry Hub) en 2008-2009 para Argentina y en 2009 para Brasil.

**GRÁFICO 11**  
**PRECIOS DEL GAS EXPORTADO POR EL**  
**ESTADO PLURINACIONAL DE BOLIVIA- SERIE 1992-2009**  
*(En US\$ MBTU)*



Fuente: Yacimientos petrolíferos fiscales bolivianos - Instituto Nacional de Estadística, 2010.

## b) Precios en el mercado interno

No se ha hallado para el caso de Bolivia un registro histórico de las tarifas para el consumidor final. Las estimaciones se realizan a partir de trabajos específicos que abarcan el análisis del costo del gas para algunos sectores.

### *Sector residencial*

Los precios finales del gas natural distribuido por redes no cambiaron durante el período de análisis, por esta razón, las variaciones observadas son resultado de la devaluación de la moneda nacional contra el dólar americano. En el caso particular de las tarifas aplicadas por YPF, ellas se mantuvieron constantes en moneda nacional, Bs./MPC 22.22, esta política fue definida en reuniones de directorio y es completamente válida, toda vez que el marco legal establecía precios tope. Es útil señalar que desde el año 1992, no existió una metodología clara para fijar los precios al consumidor final del gas natural. Hubo varios intentos por establecer dicha metodología en el pasado, sin embargo, ellos no tuvieron éxito. En este sentido, se puede afirmar que estos precios no se ajustaron por incrementos/decrementos en los costos de operación y/o la rentabilidad de los operadores. Por ello, surge la hipótesis de que el costo de capital de las nuevas instalaciones de gas natural, deban ser subsidiadas por la empresa estatal de hidrocarburos (YPFB), dado que con alta probabilidad el precio final de este producto permanecerá inalterado<sup>11</sup>.

Las tarifas estimadas para el caso del sector residencial son las siguientes:

**CUADRO 12**  
**TARIFAS DEL SECTOR RESIDENCIAL SIN IMPUESTOS**  
(En US\$ MBTU)

Año	La Paz	Oruro	Potosí	Santa Cruz	Cochabamba	Sucre	Tarija
2000	3,4	3,4	3,4	5,3	5,1	5,2	4,2
2001	3,2	3,2	3,2	5,3	5,1	5,2	4,2
2002	3,0	3,0	3,0	5,3	5,1	5,2	4,2
2003	2,8	2,8	2,8	5,3	5,1	5,2	4,2
2004	2,7	2,7	2,7	5,1	5,0	5,1	4,1
2005	2,6	2,6	2,6	5,1	5,0	5,1	4,1
2006	2,7	2,7	2,7	5,2	5,0	5,1	4,1
2007	2,7	2,7	2,7	4,6	4,5	4,6	3,7
2008	2,9	2,9	2,9	5,0	4,8	4,9	4,0
2009	3,0	3,0	3,0	5,2	5,0	5,1	4,1
2010	3,0	3,0	3,0	5,2 <sup>a</sup>	5,0	5,1	4,1

Fuente: Medinaceli Monrroy, M., Consumo de gas natural en Bolivia: Una aplicación del Sistema Cuadrático Casi Ideal de Demanda, Agosto, 2009.

Nota: datos a ser corroborados.

<sup>a</sup> Nótese que este valor es compatible con el de la Resolución Administrativa SSDH No. 0207/2009, con fecha 19 de febrero de 2009.

### *Sectores Industrial, comercial, generación eléctrica y GNV*

Al no haberse hallado registros históricos para el período 2000-2010 el método de aproximación ha sido hallar normas vigentes recientes. En tal sentido, luego de corroborar la validez de las aproximaciones descritas en el cuadro anterior para el caso del sector residencial, se han determinado que, según la Resolución Administrativa SSDH No. 0207/2009, con fecha 19 de febrero de 2009 la estructura Tarifaria para la Concesión de Distribución de Gas Natural por Redes en el departamento de Santa Cruz en el punto de medición para el usuario final es conforme al siguiente detalle:

<sup>11</sup> Medinaceli Monrroy, Mauricio (2009), Consumo de gas natural en Bolivia: Una aplicación del Sistema Cuadrático Casi Ideal de Demanda.

1.	Tarifa	Máxima	para	la	Categoría	Industrial	=	1.70	US\$/MPC
2.	Tarifa	Máxima	para	la	Categoría	Comercial	=	5.31	US\$/MPC
3.	Tarifa	Máxima	para	la	Categoría	Doméstica	=	5.37	US\$/MPC

Si bien no es posible retropolar esta estructura con certeza, es probable que el citado valor vigente en 2009-2010 haya sido mantenido al menos desde 2005.

Es presumible que el valor del gas para generación de electricidad ronde 1.70 US\$ MBTU.

Para el caso del GNV la regulación establece dos normas: a) margen de distribución próximo a 4.6 US\$ MBTU (0,28+0,90 Bs/m<sup>3</sup>), valor que se suma al precio del gas incluyendo transporte; b) el precio final no puede superar al 75% del precio de la gasolina motor común. Se estima el precio ronda US\$ 9 a 10 por MBTU<sup>12</sup>.

## C. Brasil

### 1. Breve caracterización del mercado

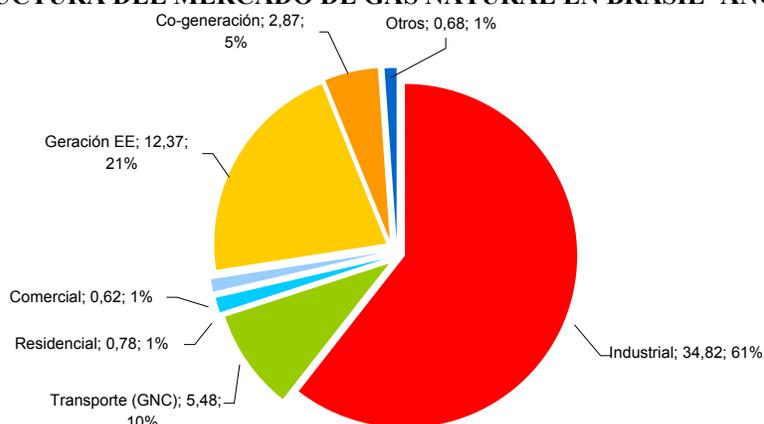
Brasil es un país aún dependiente de las importaciones de gas. En 2010 alrededor del 45% de la oferta interna de gas natural correspondió a la producción local, un 45.7 % a gas importado de Bolivia y un 9.3 % a importaciones de GNL<sup>13</sup>.

El consumo de gas cubierto por las distribuidoras constituyó en 2010 alrededor de 46.9 MMm<sup>3</sup>/día sobre una oferta interna total del orden de los 57 MMm<sup>3</sup>/día<sup>14</sup>.

Como se aprecia en el gráfico, el mercado se halla dominado por el consumo industrial (61%), por el de generación de electricidad (21%) y por el de GNV (10% ó, 15 % si se incluye co-generación). El mercado domiciliario es muy reducido, constituyendo el residencial un 1% y el comercial un porcentaje similar.

De las 23 compañías de distribución existentes, tres de ellas representan el 56% del mercado, a saber: CEG y CEG Río con el 28% y Comgas en San Pablo con alrededor del 28%. El papel de Petrobras es dominante en el segmento de producción, importación, transporte, comercialización y parte de la distribución estadual.

**GRÁFICO 12**  
**ESTRUCTURA DEL MERCADO DE GAS NATURAL EN BRASIL- AÑO 2010**



Fuente: Elaboración propia con datos del Ministério de Minas e Energia, Secretaria de Petróleo, Gás Natural e Combustíveis Renováveis, Departamento de Gás Natural.

<sup>12</sup> REGLAMENTO SOBRE EL REGIMEN DE PRECIOS DEL GAS NATURAL VEHICULAR –GNV.

<sup>13</sup> Cf. Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural, No. 43 - Out/10.

<sup>14</sup> La diferencia se explica principalmente por el gas utilizado en las refinerías.

## 2. Breve descripción de los principales cambios en el marco regulatorio

El mercado de gas en Brasil se componía desde 1995 por dos conceptos institucionales básicos: el monopolio de la Unión para el área de producción y transporte y el monopolio a nivel de la distribución a nivel de los estados.

En 1997 se dicta la Ley de Petróleo, de creación de la ANP y del CNPE (Ley 9478). Se definen en la misma aspectos acerca de las reglas de libre acceso durante la transición que, hacia 2002, debía dar lugar a un mercado desregulado bajo el supuesto de una diversificación de la oferta de los productores. Hasta allí regiría una regulación para el precio del gas y del transporte, antes sin discriminar en sus componentes (Precio del gas (Pg) y precio de transporte (Pt)).

Luego, con la Portaria 43/1998 de la ANP, se establece la reglamentación para la importación del gas.

En el año 2000 se definen las metodologías y tarifas para el gas como commodity y para las tarifas de transporte. Los instrumentos principales son: a) la Portaria Interministerial 03 / 2000 y la Portaria ANP 108/2000, con sus sucesivas modificaciones.

El principal instrumento es sin embargo la Portaria Interministerial 0/3 del 2000 que fija los precios máximos de venta de gas natural de producción nacional para las empresas concesionarias de distribución. Esta resolución fijaba una fórmula de actualización del precio de venta del gas a las distribuidoras, regulado inicialmente en R\$ 110,80/mil m<sup>3</sup> el precio del gas y en R\$ 19,40/mil m<sup>3</sup> el costo de transporte. Estos valores iniciales de referencia -equivalentes a US\$ MBTU 1.6 para el precio del gas y de 0,28 US\$ MBTU el costo de transporte- son los componentes básicos del precio de venta del gas a las distribuidoras siendo, hasta tanto se introdujera una mayor competencia en la oferta de gas, un mercado dominado en los hechos por Petrobrás.

La fórmula de actualización del precio del gas contenía los siguientes factores: a) precios del Fuel Oil en el mercado internacional (según puntos medios diarios publicados en Platt's Oilgram Price Report, tabela Spot Price Assessments); b) ajustes por tasa de cambio.

En cambio el costo de transporte se fijaba con ese único valor medio para las entregas en cualquier parte del país, introduciendo luego la ANP diferenciaciones parciales por factor de distancia entre puntos de recepción del gas y entrega. Los costos de transporte sufrirían una indexación por evolución de los precios internos.

Sin embargo los precios de venta regulados para la entrega a las distribuidoras contenían además una serie de contribuciones como por ejemplo: a) la contribución al Programa de Integración Social (PIS) o b) al Programa de Formación de Patrimonio de Servidor Público (PASEP) y C) la Contribución para el Financiamiento de la Seguridad Social (COFINS), según las correspondientes alícuotas vigentes estando además sujetos a la incidencia del Impuesto sobre Operaciones Relativas a la Circulación de Mercaderías y sobre Prestaciones de Servicio de Transporte Interestatal, Intermunicipal y de Comunicaciones (ICMS) como a cualquier otro tributo que incida sobre la facturación del gas natural.

En el año 2002 se introduce en las tarifas de transporte una señal por distancia que reemplaza al anterior cargo tipo “estampilla”. El Instrumento legal es la Portaria ANP 45 del 09-04-2002. La misma revoca las anteriores resoluciones de la ANP y fija una revisión anual de los cargos por transporte.

En el año 2005 se dictan una serie de normas relativas a los criterios de cálculo para tarifas de transporte de gas (Res. ANP 27 / 28 / 29, 14.10.05: Criterios para cálculo de tarifas de transporte por ductos; Res.27/art.6: formalización y creación de padrones de contratos de servicios de transporte de GN; Res. 29/art 11: que resuelve que las tarifas aplicables a cualquier tipo de servicio de transporte de GN deberán ser comunicadas a la ANP y divulgadas en el mercado). Es el período caracterizado por una política que intenta masificar el uso del gas (2003-2007).

Este esquema básico rigió hasta 2007, año en el cual se presenta el proyecto de Ley de Gas PLC-90 en trámite en la Cámara del Senado hasta su promulgación como Ley 11.099 que da comienzo a la regulación del precio del gas por Decreto del MME.

En 2008 la ANP dicta la Resolución 16/2008 que establece la especificación del gas natural nacional o importado, a ser comercializado en todo el territorio nacional y, en 2009 por Resolución 40/2009, la ANP, establece los criterios de fijación del precio de referencia del gas natural.

En la práctica para el gas nacional se pierde una referencia precisa del costo de transporte, el que supuestamente debería hallarse en la parte del precio de venta a las distribuidoras (Precio City gate) denominado como parcela fija, frente a la variable que es ajustada aún con criterios similares a los de la portaria interministerial 3. Sin embargo desde 2008 es Petrobrás quien determina ambas parcelas.

### **3. Precios y tarifas del gas natural**

#### **a) Acerca de las dificultades y limitaciones de la información disponible**

Una de las mayores dificultades en el caso de Brasil, para realizar un seguimiento preciso del valor de las componentes del precio final del gas para cada consumidor, lo constituye la ausencia de un seguimiento de las mismas hasta 2007, que es cuando el MME comienza a publicar el Boletín Mensual de Acompañamiento de la Industria del Gas Natural. Es sólo en 2008 que los precios del gas aparecen discriminados en tarifas de transporte para el gas importado y en parcelas fijas y variables para el gas nacional. En efecto, si bien se puede disponer de datos de facturación total por categoría de usuarios y volúmenes vendidos, no es factible realizar una discriminación precisa del precio de venta del gas natural a las concesionarias, ni una discriminación de los cargos e impuestos a lo largo de las series, con excepción del ICMS. Por otra parte estos datos no eran ni son recopilados por la ANP, ni por Petrobrás, sino por organismos de los distintos estados (Ej: Agencia Reguladora de Saneamiento y Energía del Estado de San Pablo- Arsesp ([www.arsesp.sp.gov.br/](http://www.arsesp.sp.gov.br/)) y Agenera ([www.agenera.rj.gov.br/](http://www.agenera.rj.gov.br/)), que son las agencias de los estados de de São Paulo y Rio de Janeiro, respectivamente).

En consecuencia se dispone de los datos de precios de importación del gas desde Bolivia considerando los precios publicados por el MEM de Bolivia, alguna estimación puntual de los precios del gas producido en Brasil según la Portaria Interministerial 03 / 2000 y los valores del costo de transporte según la ANP sin una continuidad. Sin embargo, la serie desde 2007 permite discriminar el precio del gas regulado para cada distribuidora y los márgenes de distribución para distintos volúmenes de venta pero no la discriminación de cargos e impuestos.

Los datos de tarifas finales posibles de obtener a nivel de consumidor final incluyen así el conjunto de cargos e impuestos ya citados, sin que haya sido posible por el momento una estimación de las tarifas sin impuestos.

Por otra parte, la única serie de tarifas finales posible de ser reconstruida históricamente según categoría de usuarios para todo el período 2000-2010 corresponde a los datos inferidos de la CEG para el Estado de Río de Janeiro y su capital. En los restantes casos los datos se toman de los boletines mensuales del MEM desde 2007. Sin embargo, como se verá los datos de CEG pueden ser considerados como representativos de la evolución histórica de precios finales para cada categoría de consumo, pudiéndose establecer, desde 2007, las diferencias vigentes en las ciudades de San Pablo y Río de Janeiro lo que abarca cerca del 56% del mercado de Brasil.

#### **b) Precios de importación del gas**

Para estimar los precios del gas importado, frente a la ausencia de información completa para el período 2000-2007, se consideran los precios reportados como precios de exportación por Bolivia y Argentina. Aunque Brasil ha comenzado a importar GNL en forma creciente desde mayo de 2010, durante 2010 este representó tan sólo 10% del mix de gas puesto en el mercado interno. Se han obtenido datos de los valores de compra del GNL del Boletín Mensual de Gas (Octubre de 2010).

**CUADRO 13**  
**ESTIMACIÓN DE PRECIOS DE IMPORTACIÓN DEL GAS EN BRASIL Y REFERENCIA DE**  
**PRECIOS MEDIOS EN EL HENRY HUB**  
*(En US\$ MBTU)*

Año	Estado Plurinacional de Bolivia (a)	Argentina (b)	GNL (c)	Referencia-Henry-Hub (d)	Precio City Gate gas importado (incluye transporte) (e)	Inferencia costo de transporte gas importado (Bolivia) (f)
2000	1,6	1,2		4,3		
2001	1,7	1,2		4,0		
2002	1,6	1,2		3,4	3,1	1,6
2003	2,0	1,3		5,5	3,4	1,4
2004	2,2	1,4		5,9	3,4	1,2
2005	2,8	1,8		8,8	3,8	1,0
2006	3,8	2,6		6,7	5,2	1,5
2007	4,3			7,0	5,5	1,2
2008	6,9			8,9	7,8	1,0
2009	5,2			4,0	6,5	1,3
2010	5,7		6,5	4,4	7,4	1,7

Fuente: Estimaciones propias.

a. Datos de precios de exportación de Bolivia. YACIMIENTOS PETROLÍFEROS FISCALES BOLIVIANOS - INSTITUTO NACIONAL DE ESTADÍSTICA, 2010.

b. Precios medios de exportación del gas de Argentina según Secretaría de Energía-Comercio Exterior.

c. El GNL en Brasil comienza a ser efectivamente importado a partir de mayo de 2010. Se reportan volúmenes y precios.

d. Precios estimados Association Canadienne du Gaz.

e. Datos proporcionados ANP.

f. Estimado por diferencia entre precio City gate ANP y precio de exportación desde el Estado Plurinacional de Bolivia.

### c) Precios del gas nacional

Para estimar la serie de precios del gas nacional se ha considerado una primera aproximación simplificada de la fórmula de precios establecida en la Portaria Interministerial 0/3 del 2000, cuya fórmula se estima aplica también Petrobras desde 2008 para el cálculo de la parcela variable.

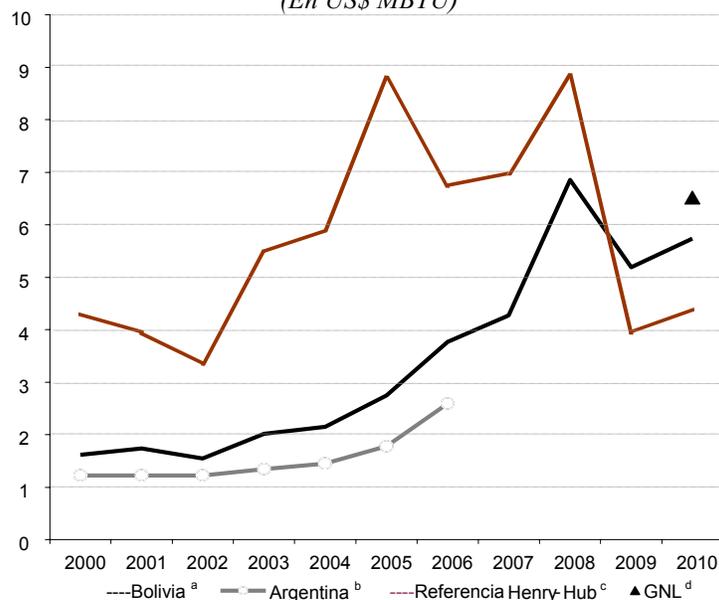
El cálculo se efectuó para el período 2000-2001 sobre la base de un cálculo de: 1- la variación del precio del WTI promedio anual (como proxy de las variaciones de las tres referencias del Fuel Oil de dicha resolución); 2- una estimación del valor de la parcela fija como estimación del costo de transporte del valor del gas nacional hasta 2007<sup>15</sup>.

Para el período 2008-2010 los datos son tomados de estimaciones por cuatrimestre luego de ser favorablemente comparadas con los datos de formación de tarifas que se publica en el informe mensual de gas (Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural).

Sin embargo los datos obtenidos de ANP para el precio City Gate (2002-2010) difieren de la estimación preliminar.

<sup>15</sup> Esta simplificación obedece a la imposibilidad de obtener datos directos del valor de la parcela fija y también de los indicadores de los precios del Fuel Oil tal como lo establece la citada normativa. Sin embargo el ejercicio se extrapola al período 2008-2010 pudiéndose comparar favorablemente las estimaciones con los datos reportados desde 2008.

**GRÁFICO 13**  
**ESTIMACIÓN DE PRECIOS DE IMPORTACIÓN DEL GAS EN BRASIL Y REFERENCIA**  
**DE PRECIOS MEDIOS EN EL HENRY HUB**  
*(En US\$ MBTU)*



Fuente: Estimaciones propias.

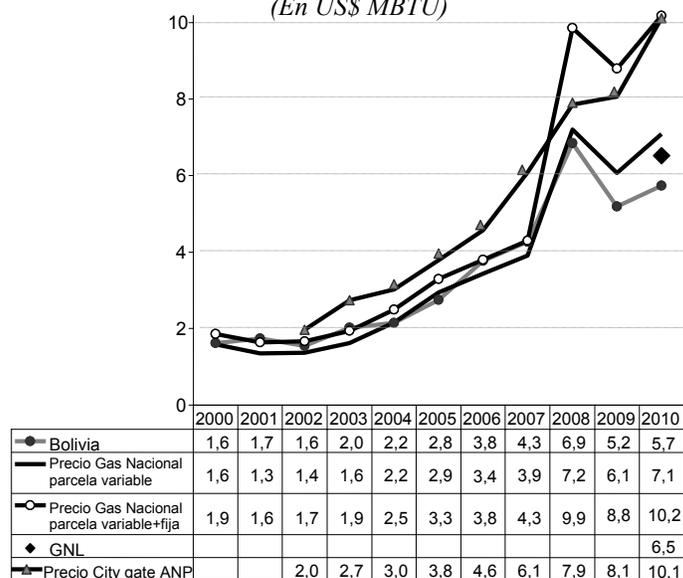
<sup>a</sup> Datos de precios de exportación de Bolivia. Yacimientos petrolíferos fiscales bolivianos - Instituto Nacional de Estadística, 2010.

<sup>b</sup> Precios medios de exportación del gas de Argentina según Secretaría de Energía-Comercio Exterior.

<sup>c</sup> El GNL en Brasil comienza a ser efectivamente importado a partir de mayo de 2010. Se reportan volúmenes y precios.

<sup>d</sup> Precios estimados Association Canadienne du Gaz.

**GRÁFICO 14**  
**ESTIMACIÓN DE LOS PRECIOS DEL GAS NACIONAL IMPUTADO A LAS**  
**CONCESIONARIAS DE DISTRIBUCIÓN**  
*(En US\$ MBTU)*

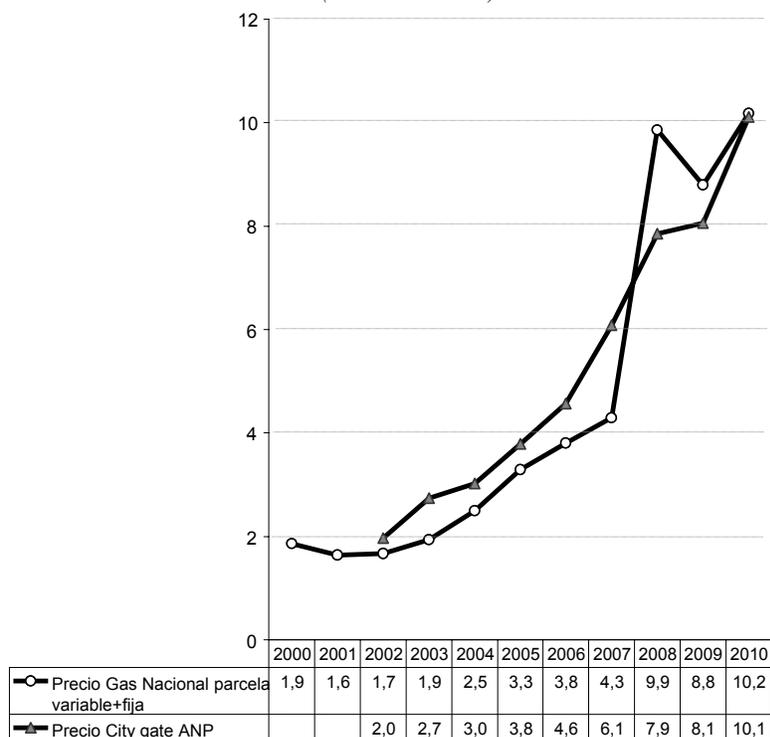


Fuente: Estimaciones propias de carácter preliminar.

Nota: Valores a ser revisados de ser provista información oficial adicional. Los datos proporcionados por la ANP para 2002-2010 para el gas nacional incluyen transporte y cargos. Los datos de 2008 pueden estar afectados por los valores considerados para la tasa de cambio.

Aunque las tendencias centrales de la evolución de los precios quedan representadas, es necesario aún profundizar en la búsqueda o confirmación de estos valores.

**GRÁFICO 15**  
**ESTIMACIÓN DE LOS PRECIOS DEL GAS NACIONAL IMPUTADO A LAS**  
**CONCESIONARIAS DE DISTRIBUCIÓN Y PRECIOS CITY GATE**  
*(En US\$ MBTU)*



Fuente: Estimaciones propias de carácter preliminar.

Nota: valores a ser revisados de ser provista información oficial adicional. Los datos proporcionados por la ANP para 2002-2010 para el gas nacional incluyen transporte y cargos. Los datos de 2008 pueden estar afectados por los valores considerados para la tasa de cambio.

#### d) Costos de Transporte

Los costos de transporte fueron fijados según una tarifa estampilla o cargo único para todo el territorio de Brasil desde 2000 hasta 2001 en lo relativo al gas nacional referido en la Portaria Interministerial 3. La regulación de la ANP, cuyas modificaciones por la introducción de una introducción total o parcial por el factor distancia signaron algunas controversias. Por otra parte fueron fijados cargos para el gasoducto Gasbol.

**CUADRO 14**  
**EVOLUCIÓN DE LAS TARIFAS DE TRANSPORTE PARA EL GAS NACIONAL**

PORTARIA N° 108, DE 28 JUNIO DE 2000 (*)		
Estado	(R\$/mil m3)	US\$ MBTU año 2000)
Ceará	22,13	0,32
Rio Grande do Norte	18,67	0,27
Paraíba	23,74	0,34
Pernambuco	27,51	0,39
Sergipe	16,46	0,23
Bahía	16,84	0,24
Espírito Santo	16,8	0,24

(continúa)

## Cuadro 14 (conclusión)

PORTARIA N° 108, DE DE 28 JUNHO DE 2000 (*)		
Estado	(R\$/mil m3)	US\$ MBTU año 2000)
Rio de Janeiro	17,31	0,25
São Paulo	23,97	0,34
Minas Gerais	26,49	0,38
PORTARIA ANP N° 205, DE 23 AGOSTO DE 2000		
Estado	(R\$/mil m3)	US\$ MBTU año 2000)
Ceará	22,13	0,32
Rio Grande do Norte	18,67	0,27
Paraíba	23,74	0,34
Pernambuco	27,51	0,39
Sergipe	16,46	0,23
Bahia	16,84	0,24
Espírito Santo	16,8	0,24
Rio de Janeiro	17,31	0,25
São Paulo	23,97	0,34
Minas Gerais	26,49	0,38
PORTARIA ANP 101 DE 2001		
Estado	(R\$/mil m3)	US\$ MBTU año 2000)
Ceará	19,4	0,28
Rio Grande do Norte	18,99	0,27
Paraíba	26,5	0,38
Pernambuco	32,08	0,46
Algoas	12,11	0,17
Sergipe	12,83	0,18
Bahia	16,29	0,23
Espírito Santo	16,23	0,23
Rio de Janeiro	16,25	0,23
São Paulo	26,85	0,38
Minas Gerais	30,57	0,44
Média	20,19	0,29
Anexo explicativo incidencia criterios de factor distancia		
Estado	Variable distancia 40%	Variable distancia 100%
	TREF 40%	TREF 100%
Ceará	19,4	18,21
Rio Grande do Norte	18,99	17,19
Paraíba	26,5	35,96
Pernambuco	32,08	49,93
Algoas	12,11	0
Sergipe	12,83	1,78
Bahia	16,29	10,44
Espírito Santo	16,23	10,29
Rio de Janeiro	16,25	10,33
São Paulo	26,85	36,83
Minas Gerais	30,57	46,14
Média	20,19	20,19

Fuente: ANP, Indústria Brasileira de Gás Natural: Histórico Recente da Política de Preços Até dezembro de 2001.

**CUADRO 15**  
**TARIFAS PARA EL GASODUCTO DE IMPORTACIÓN DE GAS BOLIVIANO**

GASBOL	Distancia	Factor Distancia	Tarifa en US\$ MBTU
Tramos			
Trecho Norte ( Corumbá - Campinas)			
Corumbá	28	0,02	0,025
Campo Grande	395	0,27	0,356
Três Lagoas	709	0,49	0,639
Araçatuba	856	0,59	0,771
Araraquara	1.094	0,76	0,986
São Carlos	1.148	0,8	1,035
Rio Claro	1.201	0,83	1,083
Limeira	1.221	0,85	1,1
Americana	1.242	0,86	1,12
Replan	1.261	0,88	1,137
Trecho Norte ( Campinas - Guararema )			
Jaguariúna	1.267	0,88	1,142
Itatiba	1.309	0,91	1,18
Guararema	1.401	0,97	1,263
Interconexão Guararema	1.420	0,99	1,28
Trecho Sul ( Campinas - Canoas )			
Sumaré	1.277	0,89	1,151
Campinas	1.289	0,9	1,162
Itú	1.329	0,92	1,198
Tatuí	1.371	0,95	1,236
Araucária/CIC	1.718	1,19	1,549
Term.Araucária	1.739	1,21	1,568
Repar	1.739	1,21	1,568
Joinville	1.846	1,28	1,664
Guaramirim	1.875	1,3	1,69
Blumenau/Gaspar	1.931	1,34	1,74
Brusque	1.953	1,36	1,761
Tijucas	1.989	1,38	1,794
São José	2.029	1,41	1,829
Tubarão	2.156	1,5	1,943
Cocal do Sul	2.186	1,52	1,971
Nova Veneza	2.209	1,53	1,991
Várzea do Cedro	2.339	1,62	2,109
Araricá	2.417	1,68	2,179
Cachoeirinha	2.446	1,7	2,205
Canoas	2.452	1,7	2,21
Refap	2.452	1,7	2,21

Fuente: ANP, Indústria Brasileira de Gás Natural: Histórico Recente da Política de Preços Até dezembro de 2001.

La vigencia aproximada de estas tarifas se deriva de los valores discriminados sólo para el gas importado del costo de transporte.

**CUADRO 16**  
**TARIFAS DE TRANSPORTE PARA EL GAS IMPORTADO**  
*(En US\$ MBTU)*

Región de vigencia	2008	2010
Transporte Sudeste	1,74	1,76
Transporte Sur	1,74	1,76
Transporte Centro Oeste	1,76	1,78

Fuente: Estimaciones propias en base a datos de, Ministério de Minas e Energia, Secretaria de Petróleo, Gás Natural e Combustíveis Renováveis, Departamento de Gás Natural, Boletim mensal de acompanhamento da Indústria de Gás Natural No. 43 - Out/10.

Con respecto a las tarifas de transporte para el gas nacional los cuadros vigentes presentados anteriormente debían guardar vigencia mediante su actualización por medio del IGP-M da FGV (índice general de precios mayoristas publicado por la Fundación Getulio Vargas). En 2002 rigió para las distribuidoras la introducción del Factor de Distancia ponderado en 60% la parte variable. Entre 2003 y 2005 las tarifas de transporte fueron congeladas por Petrobras, bajo la política de favorecer una mayor penetración del gas natural en todo el territorio nacional. Sin embargo no se han podido obtener estadísticas de la evolución del costo de transporte asumiendo simplemente este lo constituyó el cargo fijado por la Portaria interministerial 3 actualizada por el citado índice de precios internos con el último cuadro de la ANP. Entre septiembre de 2005 y abril de 2007 se realizaron ajustes del 5 al 6% sobre las tarifas anteriores. A partir de mayo de 2007 Petrobras volvió a aplicar la metodología de la ya citada Portaria Interministerial 3 del año 2000. A partir de diciembre de 2007 y durante el año 2008 las concesionarias renovaron sus contratos con Petrobrás, quien introdujo la parcela fija como reemplazo del cargo por transporte, en el período de transición entre los nuevos contratos y la publicación de la Ley de gas en 2009-2010. Sin embargo la parcela fija aunque ha tenido una mecánica de actualización similar (IPG-M FGT), ha partido de un valor que es varias veces superior al fijado antes para el transporte del gas nacional y superior a los valores vigentes para el transporte del gas importado. Si esta parcela fija incluye más aspectos o cargos que los de transporte es objeto de controversias<sup>16</sup>.

**CUADRO 17**  
**VALOR DE LA PARCELA FIJA EN EL PRECIO DEL GAS NATURAL**  
*(En R\$ por M3 y en US\$ MBTU)*

Año	Período	Cargo Fijo R\$/m3	US\$ MBTU
2008	Trimestre I	0,17	2,69
	Trimestre II	0,19	3,09
	Trimestre III	0,19	2,68
	Trimestre IV	0,20	2,16
	Media	0,19	2,66
2009	Trimestre I	0,20	2,20
	Trimestre II	0,20	2,69
	Trimestre III	0,20	2,96
	Trimestre IV	0,20	3,07
	Media	0,20	2,73
2010	Trimestre I	0,20	2,95
	Trimestre II	0,20	3,01
	Trimestre III	0,20	3,01
	Trimestre IV	0,20	3,16
	Media	0,20	3,03

Fuentes: Estimaciones propias con datos preliminares tomados de publicaciones específicas e investigaciones propias.

<sup>16</sup> ABRACE, COR-DIR-064-16082010 y ANP, Formação Atual do Preço do Gás Natural no Brasil, Superintendência de Comercialização e Movimentação de Petróleo, seus Derivados e Gás Natural – SCM, Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – ANP, 10 de Agosto de 2010.

## e) Tarifas Finales

Como se expresara anteriormente no existe en Brasil ninguna fuente que centralice la información de tarifas ni tampoco ha sido posible obtener un relato de los distintos cuadros tarifarios vigentes entre el año 2000 y 2010 en las principales distribuidoras. La formación de precios se realiza por sumatoria del costo del gas nacional (datos agregados de gas y transporte para el gas nacional en las regiones servidas con gas nacional) y desde 2008 se publica el precio del gas como commodity y costo de transporte para el gas importado que, en la región sudeste complementa el abastecimiento del gas nacional. Sin embargo la publicación del MME se refiere sólo a usuarios industriales. Para el caso de los restantes sectores es posible obtener la serie de precios implícita entre facturación por tipo de usuario y volúmenes vendidos a partir de datos publicados por Agenesra referidos a la CEG, con influencia en Río de Janeiro. De la comparación puntual con los datos publicados por el MME y con los pliegos vigentes de tarifas de Comgás es factible verificar los órdenes de magnitud referidos calculados por cociente.

### Sector Residencial

En el siguiente cuadro se presenta la evolución de las tarifas finales promedio pagadas por el consumidor residencial en Brasil incluyendo impuestos.

**CUADRO 18**  
**ESTIMACIÓN DE LAS TARIFAS FINALES PAGADAS POR EL CONSUMIDOR**  
**RESIDENCIAL PROMEDIO**

Año	10 <sup>6</sup> R\$ año	10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> /año	R\$ m <sup>3</sup>	Tasa de cambio	US\$ MBTU	Datos Comgas
2000	155784	100492	1,5502	1,9	22,1	
2001	187334	95104	1,9698	2,32	23,0	
2002	187334	97250	1,9263	3,56	14,7	
2003	243480	101492	2,3990	2,95	22,0	
2004	305876	108090	2,8298	2,72	28,2	
2005	314752	107902	2,9170	2,3	34,4	
2006	329823	111305	2,9632	2,14	37,5	
2007	343659	110183	3,1190	1,77	47,7	
2008	402888	115555	3,4865	1,81	52,1	
2009	409618	110983	3,6908	1,75	57,1	
2010	Datos del Pliego		3,4365	1,72	54,1	55,9

Fuente: Estimaciones propias con datos de Agenesra ([www.agenersa.rj.gov.br/](http://www.agenersa.rj.gov.br/)), Comgas y CEG.

Nota: para 2000-2009 la tarifa es calculada en reales por metro cúbico como cociente entre la facturación total y el volumen de ventas. Para 2010 se calculan con los valores vigentes de los pliegos de Comgas (San Pablo) y CEG (Río de Janeiro). Las tasas de cambio son estimadas con datos del Banco Central de Brasil.

La evolución de dichas tarifas estaría mostrando una elevación del margen de distribución debido no sólo al efecto del incremento del precio de compra del gas y transporte y al impacto de la tasa de cambio. Es posible que dicho incremento sea un efecto combinado de la actualización del cargo de distribución por ajuste en los precios internos y, simultáneamente, por la tendencia de la tasa de cambio vigente en Brasil en cada año, apreciada desde 2004 a 2010 y, en particular, desde 2007 a 2010.

### Sector Comercial

**CUADRO 19**  
**ESTIMACIÓN DE LAS TARIFAS FINALES PAGADAS POR EL CONSUMIDOR**  
**COMERCIAL PROMEDIO**

Año	Millones de R\$ año	10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> año	R\$ por m <sup>3</sup>	US\$ MBTU
2000	55 991			
2001	74 483	46 250	1,61	18,8
2002	96 450	54 677	1,76	13,4

(continúa)

Cuadro 14 (conclusión)

Año	Millones de R\$ año	10 <sup>6</sup> m3 año	R\$ por m3	US\$ MBTU
2003	117 545	57 043	2,06	18,9
2004	122 761	59 606	2,06	20,5
2005	128 180	63 761	2,01	23,7
2006	139 344	67 793	2,06	26,0
2007	139 344	71 720	1,94	29,7
2008	168 624	78 336	2,15	32,2
2009	170 963	73 873	2,31	35,8
2010				

Fuente: Estimaciones propias con datos de Agenesra ([www.agenersa.rj.gov.br/](http://www.agenersa.rj.gov.br/)), Comgas y CEG.

Nota: para 2001-2009 la tarifa es calculada en reales por metro cúbico como cociente entre la facturación total y el volumen de ventas. La información disponible no permite completar el cuadro sobre bases sustentadas.

### Sector Industrial

Para el caso del sector industrial se presenta una mayor diversidad de fuentes para poder comparar las estimaciones de la tarifa final con impuestos. Por una parte se tiene las series completas hasta 2009 de los datos de la concesionaria CEG para el Estado de Río de Janeiro y su capital. Por otra parte se dispone desde 2007 de los datos publicados en el Boletín Mensual de Gas del MME. Además se ha obtenido una serie de precios de ABRACE, que comprende las tarifas de Comgas y Gas Brasileiro (San Pablo) y de CEG (RJ). En el cuadro siguiente se muestran algunas referencias. Al desconocer el volumen de compras promedio la serie de los datos de CEG puede hallarse sesgada en CAEG y CEG Río por la existencia de mercados diferentes (mayores consumidores en CEG Río), lo que se infiere de la proximidad de estos datos con los de COMGAS para San Pablo. Sin embargo la comparación con los datos del boletín de gas tomado para la Región Sudeste y para la franja de grandes consumidores se asemeja a los datos inferidos de la publicación de Agenesra referidos a CEG.

**CUADRO 20**  
**ESTIMACIÓN DE LAS TARIFAS FINALES PAGADAS POR EL CONSUMIDOR INDUSTRIAL**  
**PROMEDIO Y ESTIMACIONES VARIAS**

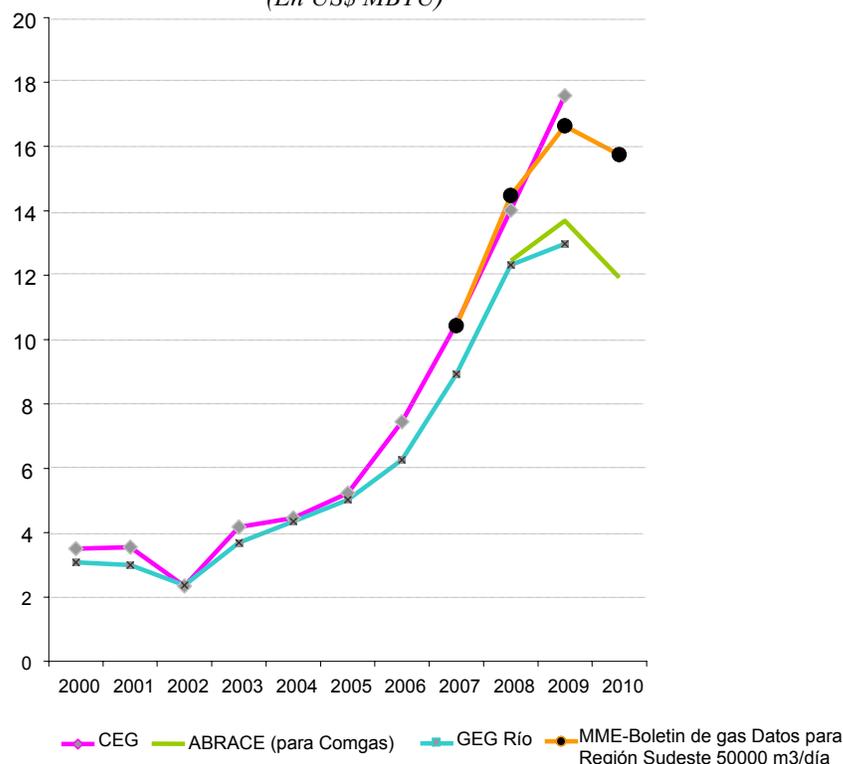
Año	CEG	ABRACE (para Comgas)	GEG Río	MME- Boletín de gas - Datos para Región Sudeste-50000 m3/día
2000	3,51		3,07	
2001	3,55		2,99	
2002	2,35		2,37	
2003	4,17		3,69	
2004	4,45		4,35	
2005	5,23		5,02	
2006	7,45		6,26	
2007	10,49		8,93	10,4
2008	14,02	12,45	12,32	14,5
2009	17,57	13,70	12,97	16,6
2010		11,93		15,7

Fuente: Estimaciones propias con datos de Agenesra ([www.agenersa.rj.gov.br/](http://www.agenersa.rj.gov.br/)), Comgas, CEG y MME.

Nota: Para 2001-2009 la tarifa es calculada en reales por metro cúbico como cociente entre la facturación total y el volumen de ventas de CEG para CEG y CEG Río. Para 2008-2010 se tiene un Relevamiento obtenido de ABRACE y además los valores de referencia publicados en el Boletín Mensual de Gas del MME.

En la medida en que no existe certeza absoluta sobre la formación real del costo city gate para las distintas distribuidoras, sólo se puede afirmar -también en el caso del margen implícito de distribución para industrias- que este parece haberse incrementado fuertemente, sea respecto al precio del gas nacional o del gas importado desde 2000 a 2010, en particular desde 2007 a 2010.

**GRÁFICO 16**  
**ESTIMACIÓN DE LAS TARIFAS FINALES PAGADAS POR EL CONSUMIDOR INDUSTRIAL**  
**PROMEDIO Y ESTIMACIONES VARIAS**  
*(En US\$ MBTU)*



Fuente: Estimaciones propias con datos de Agenersa ([www.agenersa.rj.gov.br/](http://www.agenersa.rj.gov.br/)), Comgas, CEG y MME.

### *Tarifas para Termoeléctricas*

La regulación de Brasil ha mantenido un régimen de regulación separado para la generación de las termoeléctricas a través del llamado PPT o Programa Prioritario Termoeléctrico<sup>17</sup>. El precio original pautado en la Portaria MME/MF n°176/01 establecía un precio del gas para todo generador eléctrico de 2,581 US\$ MBTU. Por medio de este instrumento, se creó un mecanismo de compensación de las variaciones cambiarias, de forma de alinear los reajustes del precio del gas natural con los reajustes de las tarifas de energía eléctrica, eliminando el riesgo de pérdidas cambiarias en el período entre los sucesivos reajustes, frecuentemente citado como principal obstáculo al desarrollo de los proyectos de generación térmica en Brasil. El abastecimiento de gas natural en las condiciones establecidas en esa regulación fue limitado a las plantas que entrasen en operación comercial hasta junio de 2003 y hasta un volumen total de 40 MM de m<sup>3</sup>/día. A pesar de que el precio fijado para el PPT es libre de impuestos, fijo para cualquier localización y libre del costo real del transporte, la demanda de gas por parte de las termoeléctricas ha sido en 2010 de un orden medio de los 13 MM m<sup>3</sup>/día. El siguiente cuadro muestra que hasta 2005 el precio para las PPT era superior o igual al del gas nacional o importado, permitiendo

<sup>17</sup> Las bases de este programa se fijaron a través de las siguientes reglamentaciones: Portaria MME n° 43/00, de 25 de fevereiro de 2000; Portaria MME n° 215/00, de 26 de julho de 2000; Portaria MME/MF n° 176/01, de 01 de junho de 2001; Portaria MME/MF n° 234/02, de 22 de julho de 2002.

algún grado de cobertura del costo de transporte. Desde 2006 a 2010, ha sido fijado aún por debajo de ambos valores de referencia.

**CUADRO 21**  
**TARIFAS PARA TERMOELÉCTRICAS**  
(En US\$ MBTU)

Año	US\$ MBTU	Estimación Costo Gas Nacional sin transporte	Gas de Bolivia	Datos ANP
2000	2,58	1,58	1,62	
2001	2,70	1,35	1,74	
2002	2,82	1,36	1,55	3,0
2003	2,94	1,62	2,02	2,9
2004	3,07	2,16	2,15	2,9
2005	3,21	2,94	2,75	3,3
2006	3,44	3,43	3,77	3,7
2007	3,71	3,91	4,27	4,0
2008	4,21	7,20	6,85	3,7
2009	3,86	6,07	5,19	4,2
2010	4,20	7,09	5,73	4,1

Fuente: Estimaciones propias basadas en la Portaria MME/MF n°176/01 para 2000. De 2001 a 2004 corresponde a estimaciones propias. De 2005 a 2010 los datos se extraen del Boletín de gas, octubre de 2010. Los valores reportados por la ANP son para 2002-2010 y pueden estar afectados por el valor de referencia del tipo de cambio utilizado. Valores a ser revisados.

#### *Tarifas para transporte (GNC)*

Los datos se han obtenido, al igual que para el sector residencial y otros de consumo final con base a los publicados por Agenesra para el caso de la CEG, e incluyen impuestos. No ha sido factible obtener información acerca de la composición de los impuestos cargados al GNC para uso en el sector transporte.

**CUADRO 22**  
**PRECIO DE VENTA FINAL AL PÚBLICO DEL GNC**  
(En R\$ por M3 y US\$ MBTU)

Año	Facturación millones de R\$	Ventas millones de m3	R\$ por m3	US\$ MBTU
2000	38591	168286	0,229	3,3
2001	119413	282452	0,423	4,9
2002	119413	388797	0,307	2,3
2003	212977	475335	0,448	4,1
2004	258231	546306	0,473	4,7
2005	322875	657389	0,491	5,8
2006	414579	790610	0,524	6,6
2007	537208	890058	0,604	9,2
2008	737983	866056	0,852	12,7
2009	751740	802679	0,937	14,5
2010				

Fuente: Estimaciones propias con datos de Agenesra ([www.agenersa.rj.gov.br/](http://www.agenersa.rj.gov.br/)), Comgas y CEG.  
Nota: Para 2000-2009 la tarifa es calculada en reales por metro cúbico como cociente entre la facturación total y el volumen de ventas.

## D. Colombia

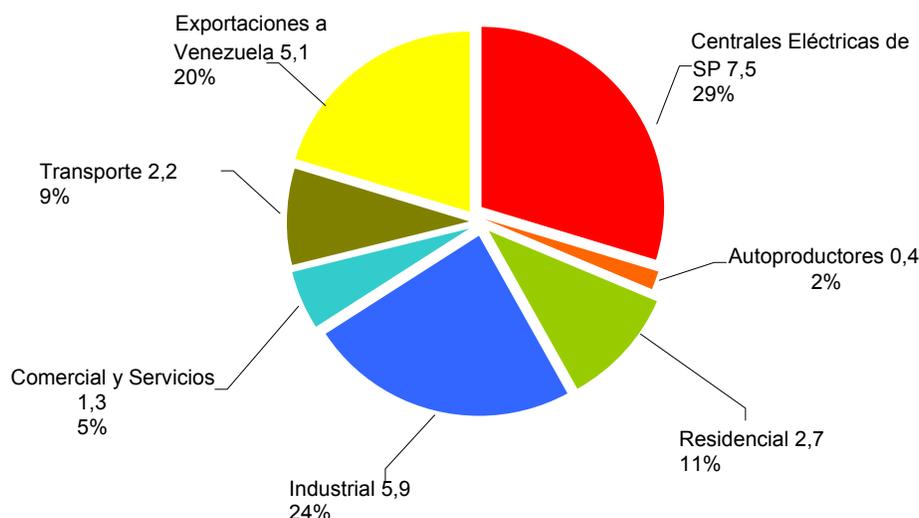
### 1. Breve caracterización del mercado

Colombia es un país cuyo desarrollo del mercado de gas se limitaba a la región de la Costa Norte Atlántica y Santander, hasta el desarrollo del sistema de gas del interior del país que hizo posible la llegada del gas a ciudades como Bogotá, Medellín y Cali y muchas otras a partir del año 1997 cuando se da inicio concreto a la masificación del gas planteada ya a comienzos de los noventa.

El proceso de penetración del gas ha sido muy diversificado. Hacia 2009 se registraban alrededor de 5 millones de hogares servidos con gas natural y unos 300 mil vehículos convertidos a GNV (o GNC). A pesar de ello el tamaño total del mercado de consumo final y para generación eléctrica era de cerca de los 20 MMm<sup>3</sup>/día y desde 2007 comenzaron exportaciones de excedentes a Venezuela las que se estima llegaron a una media de 5.1 MMm<sup>3</sup>/día en 2009. Cabe señalar, no obstante, que durante el año 2010 estas exportaciones debieron suspenderse a causa del elevado requerimiento de gas de las centrales térmicas.

Es que una de las principales características del mercado de gas en Colombia lo constituye la muy elevada variabilidad de la demanda de gas para generación de electricidad, lo que se vincula con las propias características del sistema hidro-térmico y la ocurrencia del Fenómeno de “El Niño”. Este hecho ha acarreado en Colombia no pocas dificultades de orden de coordinación entre mercados de gas y electricidad.

**GRÁFICO 17**  
**ESTRUCTURA Y VOLUMEN DEL MERCADO DE GAS NATURAL**  
(En millones de m<sup>3</sup> por día y % del total año 2009)



Fuente: Elaboración propia con datos revisados del Balance Nacional de Energía año 2009- UPME y CNO gas.

### 2. Breve caracterización de los principales aspectos regulatorios

- Precios de referencia para el gas en Boca de pozo

En Colombia, debido a las disposiciones regulatorias, el precio del gas natural depende de la fuente de suministro. Los campos de los cuales se extrae el gas se dividen en campos con precios regulados y no regulados. Según la Resolución CREG 119 de 2005 y la Resolución CREG 187 de 2010 los campos con precio regulado son: a) Gas Guajira; b) Gas Opón. En los demás campos el precio se determina libremente por contratos. Sin embargo la regulación se basa en la evolución de los precios del Fuel Oil en el mercado de Nueva York, fijando para cada semestre un precio de referencia calculado con base en la evolución de dicho mercado externo en el semestre anterior.

Cabe señalar que dentro del período de estudio la formación del precio medio estuvo dominado por los campos de la Guajira (Precio Regulado) dado que es sólo desde 2007 que el gas de

Cusiana aporta a la oferta en un orden de magnitud considerable. Aún así el gas con precios regulados constityó entre noviembre de 2007 a a diciembre de 2010 cerca del 65 a 70% de la oferta neta en el mercado interno y externo. Con anterioridad a esa fecha la proporción fue aún mayor.

- Las tarifas de transporte y distribución son reguladas por la Comisión de Regulación de Electricidad y GAS (CREG) -antes Comisión de Regulación de Tarifas o CRE- sobre la base de criterios de recuperación de los costos de inversión y capital declarados por los agentes y costos de operación y mantenimiento que son objeto, junto a la fijación de la tasa de descuento, por parte de la GREG.
- Uno de los principales aspectos que han afectado los aspectos institucionales de la industria del gas en Colombia ha sido la venta en 2007 de la compañía transportadora de gas ECOGAS a Transportadora de Gas del Interior (TGI) luego Transportadora de Gas Internacional S.A. Ecogas había sido creada para administrar el nuevo sistema de gasoductos construido desde 1994-1995, en operación desde 1997 por contratos BOMT. El dilema que enfrentaron los reguladores fue como hacer competitivo al gas en un contexto de plena recuperación de las tarifas de transporte que debían pagar los BOMT, teniendo en cuenta que se trataba de un sistema incipiente cuyo factor de carga real podía no coincidir con el fijado por el regulador y que -si lo fijaba a con factores de carga efectivos y móviles- el gas no podría competir con otros combustibles abundantes como el carbón y el crudo retrasando la masificación del gas propuesta como política energética nacional desde inicios de los 90 y hasta 2007. Esta etapa de casi 10 años, fue superada con la venta de los activos y el rescate de la deuda por parte del Estado<sup>18</sup>.
- Desde 2006- y más aún desde 2007- el principal problema para expandir coordinadamente la infraestructura de transporte de gas y la oferta desde los campos de gas, resultó en la insuficiencia de las señales de precios-por robustas que fueran- para efectuar dicha expansión a riesgo y la dificultad de firmar nuevos contratos que garantizaran ambas expansiones de modo simultáneo. En tal sentido cabe señalar que mientras que el mercado de gas se halla fuertemente dominado por ECOPETROL, son sólo dos los sistemas de transporte y no compiten entre sí. Uno, el más antiguo, corresponde a Promigas que abastece principalmente la Costa Norte, mientras que el sistema TGI abastece al complejo sistema del interior. Por otra parte la existencia del cargo por confiabilidad para los generadores eléctricos implicaba la existencia de contratos de respaldo de combustibles por parte de los generadores térmicos. Sin embargo, al no ser necesario despachar las cantidades de gas contratadas a lo largo de todo el año- sino que dichos contratos se hallaban y hallan dimensionados para satisfacer la mayor demanda térmica frente a escenarios de escasez hidrológica-, se presentó el problema de la existencia de una importante cantidad de gas “retenido contractualmente”. La liberación de esas cantidades contractuales al mercado físico se dio en un contexto de un mercado secundario dominado por los generadores eléctricos, con el efecto de que la señal de precios no era capturada por los productores. En este complejo marco ni los consumidores industriales, ni siquiera a veces los de GNV (estacioneros) podían obtener contratos en firme pagando un precio en el mercado secundario como un mercado libre de concurrencia entre oferentes y demandantes pero en condiciones de usuario interrumpible.
- La debilidad de este esquema condujo a mecanismos de subastas en complementación al de señales de precios reguladas. Al mismo tiempo hizo eclosión en 2010 cuando el

---

<sup>18</sup> La Comisión de Regulación de Energía y Gas expidió la Resolución CREG 126 de 2010 mediante la cual se adoptó la nueva metodología para remunerar la actividad de transporte de gas natural, dejando atrás la establecida mediante la Resolución CREG 001 de 2000. En términos generales, la nueva metodología no incorpora variaciones significativas en el mecanismo de remuneración de los activos de transporte de gas; se tendrán en cuenta las inversiones existentes así como las que se prevean realizar durante el nuevo período tarifario con el fin de aumentar la capacidad de transporte. Donde sí se introduce un cambio significativo respecto a la anterior metodología, es en la posibilidad de que agentes distintos al transportador realicen extensiones de la red de transporte de gas natural. De esta manera se introdujo el mecanismo de convocatorias para desarrollar proyectos de transporte en el que podrán participar productores y distribuidores.

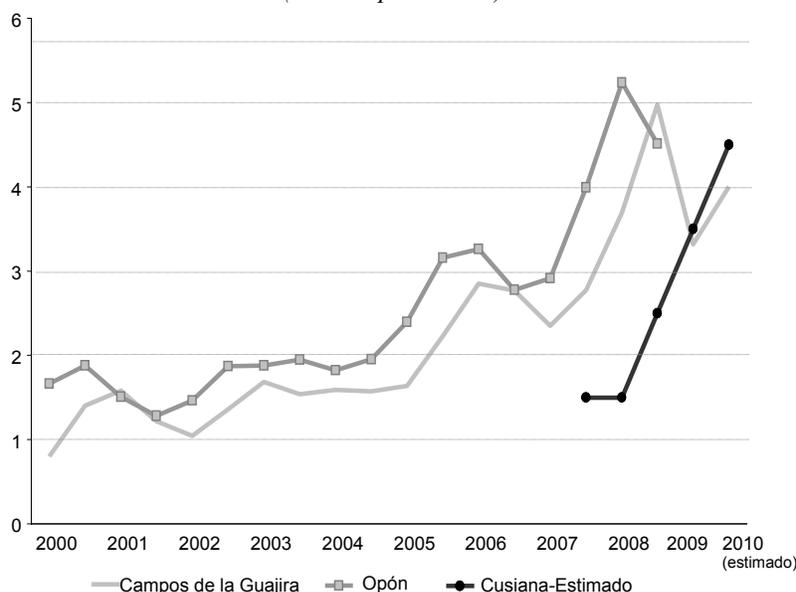
Ministerio de Energía y Minas debió intervenir el mercado de gas frente a un fenómeno de El Niño considerado de alto impacto.

- Las discusiones acerca del impacto del cargo de confiabilidad sobre el mercado de gas y sus distorsiones han caracterizado todo el período 2007-2010, pero se agudizaron durante 2009 y 2010, sin que a la fecha haya habido cambios más allá de los introducidos por el MME a través del ya mencionado Decreto 2730 del 29 de julio de 2010, mediante el cual se establecen instrumentos para asegurar el abastecimiento de gas natural en términos de prioridades para asegurar la disponibilidad de gas para generación térmica. En tanto estas nuevas regulaciones se refieren al mercado de gas después del segundo semestre de 2010 y pueden afectar el futuro de ambos mercados, se los ha considerado neutros a los fines del impacto sobre la formación de precios y tarifas.
- Con respecto al mercado de las distribuidoras cabe señalar que la regulación establece una distinción entre áreas no exclusivas o reguladas (donde se concentran los mayores mercados) y exclusivas (en 2006 por ej representaban menos del 10% del mercado total)<sup>19</sup>.

### 3. Precios del gas

#### a) Precio del gas en Boca de Pozo

**GRÁFICO 18**  
**EVOLUCIÓN DEL PRECIO DEL GAS EN BOCA DE POZO SEGÚN ORIGEN DEL GAS**  
(En US\$ por MBTU)



Fuente: Elaboración propia basada en datos de ECOPELROL y estimaciones propias.

#### a) Formación de tarifas

El siguiente ejercicio corresponde a la simulación de la formación de tarifas finales para cada sector de consumo, siendo la variable determinante de la tarifa y precio final sin impuestos, para cada categoría de usuarios el valor regulado y de los contratos de gas (valor de boca de pozo liberado), mientras que los cargos de transporte y distribución corresponden a los vigentes hacia fines de 2009, valores vigentes desde 2005 y que se han modificado sólo por ajustes menores. Antes de 2005 los

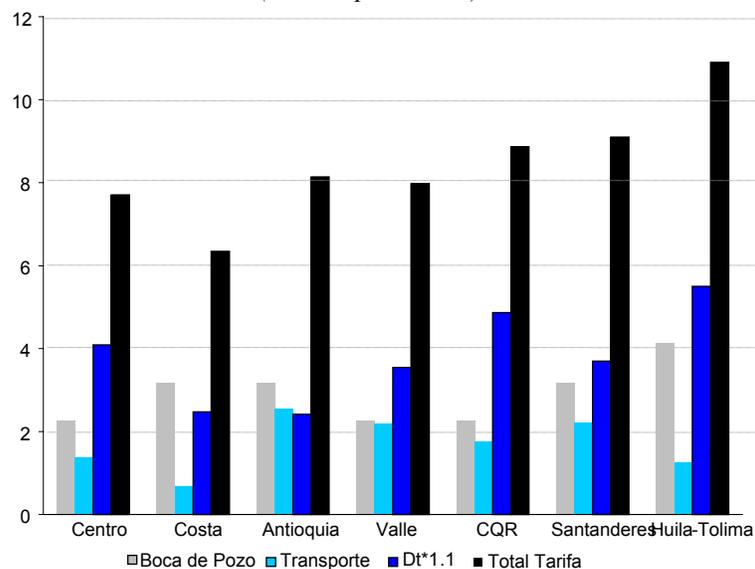
<sup>19</sup> Reportes de Información Comercial: Tipo de Reporte: Estadísticas Facturación Usuarios Regulados. Consumos en m<sup>3</sup>; Fecha Reporte: 28 05 2006 05:50:47 COT ;Fuente: Información reportada por las empresas del sector de gas natural al SUI.

valores de cargos de transporte se calculaban de un modo diferente lo que puede afectar la diferenciación de tarifas por regiones.

### **Sector Residencial**

La fórmula de cálculo supone que se aplica la flexibilización de la regulación por aplicación del criterio de fijación del price-cap medio y flexibilización de la canasta de tarifas y que ello incide en un incremento para usuarios residenciales del 10% por encima de cargo medio regulado. Los cargos de transporte resultan de las distancias y sistemas de transporte (Región-ramal).

**GRÁFICO 19**  
**TARIFAS FINALES SIN IMPUESTOS Y FORMACIÓN-SECTOR RESIDENCIAL**  
(En US\$ por MBTU)



Fuente: Estimaciones propias con datos de la CREG y ECOPELROL.

Nota: los valores en boca de pozo son estimaciones basadas en los precios según mix de regulados y contratos, estos últimos como aproximaciones.

El grueso de las tarifas medias se ubica en el rango de los 8 US\$ por MBTU. El valor estimado para la tarifa residencial media ponderada por volumen es 7,76 US\$ por MBTU

En cuanto a la evolución histórica de las tarifas del sector residencial se ha considerado para su estimación una fórmula simplificada que incluye el valor del gas en boca de pozo, la tarifa de transporte media vigente de 2000 a 2004 y de 2004 a 2006 con modificaciones por señales de distancia y volumen y un margen medio fijo que reflejaría de modo aproximado el costo en la ciudad de Bogotá.

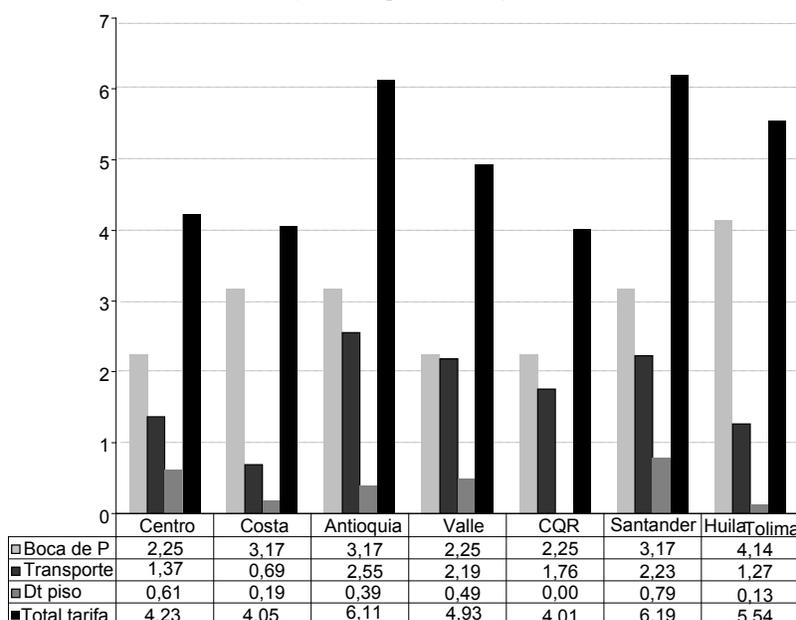
### **Sector servicios**

La fórmula de cálculo supone que se aplica la flexibilización de la regulación por aplicación del criterio de fijación del price-cap medio y flexibilización de la canasta de tarifas y que ello no incide en un incremento para usuarios de servicios (cargo regulado medio). Los cargos de transporte resultan de las distancias y sistemas de transporte (Región-ramal).

El grueso de las tarifas medias se ubica en el rango de los 7.5 a 8.5 US\$ por MBTU (valor medio ponderado US\$ MBTU 7,68). Esta tarifa es igualmente aplicable a pequeñas industrias.

La evolución histórica de las tarifas medias del sector servicios puede ser considerada similar a la presentada para el caso residencial.

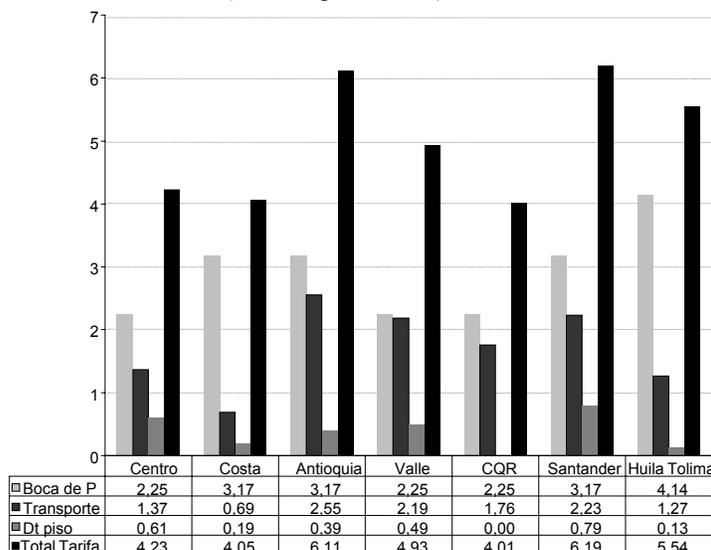
**GRÁFICO 20**  
**EVOLUCIÓN HISTÓRICA DE LAS TARIFAS MEDIAS DEL SECTOR RESIDENCIAL**  
**REFERENCIA BOGOTÁ CALCULO SIMPLIFICADO**  
*(En US\$ por MBTU)*



Fuente: Estimaciones propias con base a datos de ECOPETROL, CREG, SUI y calculos propios.

Nota: En Colombia existen mas de 20 distribuidoras y las tarifas son, por Ley 142 de Servicios Públicos consideradas por estratos. La estratificación supone seis categorías, siendo las 3 y 4 las que reflejarían el costo económico del servicio. Los estratos 5 y 6, junto a los usuarios industriales subsidian a los estratos 1 y 2, subsidio que puede ser complementado con aportes del Tesoro Nacional. Por otra parte las tarifas son fijadas en forma diferencial según se trate de áreas exclusivas o no exclusivas. Por consiguiente tal complejidad no puede ser abordada en el alcance de estas estimaciones.

**GRÁFICO 21**  
**TARIFAS FINALES SIN IMPUESTOS Y FORMACIÓN-SECTOR SERVICIOS**  
*(En US\$ por MBTU)*



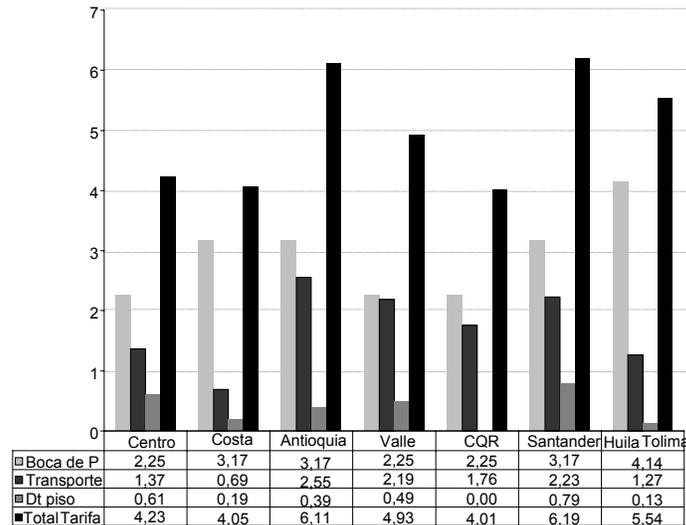
Fuente: Estimaciones propias con datos de la CREG y ECOPETROL.

Nota: Los valores en boca de pozo son estimaciones basadas en los precios según mix de regulados y contratos, estos últimos como aproximaciones.

**Sector Industrial**

La fórmula de cálculo supone que se aplica la flexibilización de la regulación por aplicación del criterio de fijación del price-cap medio y flexibilización de la canasta de tarifas y que ello incide en la aplicación para usuarios industriales grandes de sólo un 20% del valor del cargo medio regulado. Los cargos de transporte resultan de las distancias y sistemas de transporte (Región-ramal).

**GRÁFICO 22**  
**TARIFAS FINALES SIN IMPUESTOS Y FORMACIÓN-SECTOR INDUSTRIAS**  
*(En US\$ por MBTU)*

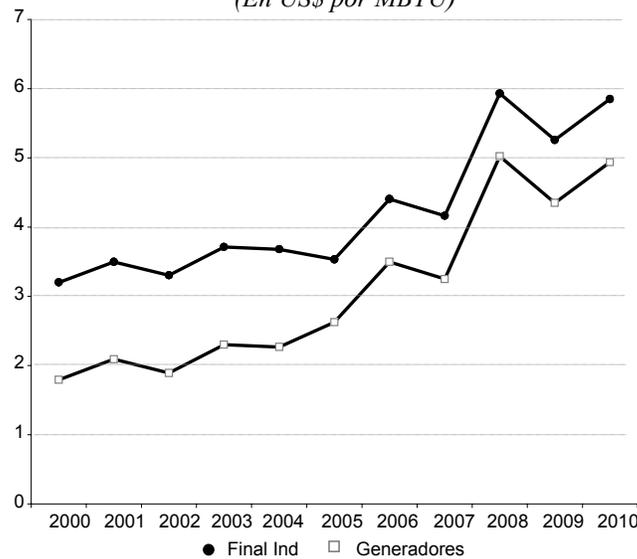


Fuente: Estimaciones propias con datos de la CREG y ECOPETROL.

Nota: los valores en boca de pozo son estimaciones basadas en los precios según mix de regulados y contratos, estos últimos como aproximaciones.

El grueso de las tarifas medias se ubica en el rango de los 4.3 a 6 US\$ por MBTU (valor medio ponderado 4,42). Esta tarifa es igualmente aplicable a generadores aunque no se tienen datos acerca de los valores de los contratos respectivos. Es probable que para generadores fuera del área de distribución no se aplique cargo alguno.

**GRÁFICO 23**  
**EVOLUCIÓN HISTÓRICA DE LAS TARIFAS MEDIAS DEL SECTOR INDUSTRIAS**  
**REFERENCIA NACIONAL- MÉTODO SIMPLIFICADO**  
*(En US\$ por MBTU)*



Fuente: Estimaciones propias con datos de la CREG y ECOPETROL.

Con el objeto de estimar la evolución histórica de las tarifas se ha procedido a una hipótesis simplificada que imputa un cargo de transporte general según modificaciones entre la vigencia hasta 2004 y posterior revisión de metodología de cargos fijada por la CREG y un margen de distribución piso estimado en 0,40 US\$d MBTU a lo largo del período. Para los generadores eléctricos se estimó sumando al precio del gas en boca de pozo una tarifa de transporte media de 0,69 u\$d por MBTU a lo largo del período.

### *Sector Transporte*

**CUADRO 23**  
**PRECIOS DEL GNV FINALES (INCLUYE IMPUESTOS)**

Zona	GNV [US\$ MBTU]
Antioquia	20,0
Centro	22,4
Costa	19,5
CQR	22,2
Santanderes	20,6
Tolima-Huila	17,2
Valle	21,3
Promedio País Vehicular	20,5

Fuente: Datos estimados y proporcionados por la UPME.

No ha sido posible obtener una serie histórica completa de los precios del GNV, aún cuando la captura de referencias parciales conducen a la conclusión de que el precio ha sufrido fuertes incrementos entre 2000 y 2010. Así en noviembre de 2002 el precio era de sólo 5,22 US\$ por MBTU, valor afectado tanto por el menor costo del gas como por la tasa de cambio de esa fecha.

## **E. Chile**

### **1. Breve caracterización del mercado**

El empleo de gas natural en Chile se remonta a principios de los años 70, cuando la ENAP comenzó a distribuir el combustible en la Región de Magallanes. Posteriormente, en el año 1981, Gasco Magallanes -una unidad de negocios de Gasco- comenzó a distribuir este energético a las tres principales ciudades de la Región: Punta Arenas, Puerto Natales y Porvenir. Sin embargo su mercado total era reducido. Fue sólo años más tarde, en 1997, cuando se introdujo el gas natural a la zona central de Chile, luego que Argentina desregulara y privatizara el sector energético, lo que permitió que ambos países suscribieran -en 1995- el Protocolo de Integración Gasífera.

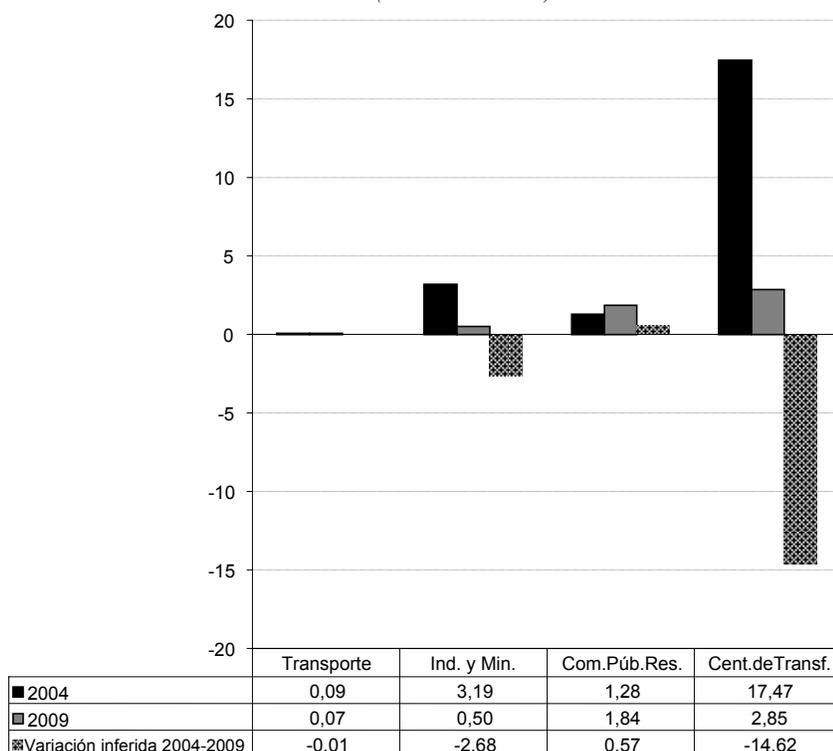
La distribución del gas natural en Chile se da así en varias regiones: a través de las siguientes distribuidoras: a) Metrogas (Santiago, zonal central y mayor mercado con inicio en 1997 Región Metropolitana); b) GasValpo-Energas (Valparaíso, con significación desde 1998 a pesar de ser la primera distribuidora de gas manufacturado, contaba con 45000 clientes y los principales consumidores industriales de la V Región); c) GasSur (VIII, Región, Concepción, con inicio en 1999, 35000 clientes); Intergas (IX Región, Temuco, inició operaciones en 2001) y d) Gasco Magallanes (XII Región, Magallanes: Punta Arenas, Puerto Natales y Puerto Porvenir desde 1981- cerca de 48000 usuarios en 2008). De estas las cuatro primeras dependían del gas importado desde Argentina. Es de destacar que en Chile la mayor cobertura se da a través de GLP y que empresas de distribución como Intergas operan también en la VIII Región, mientras que otras como Lipigas operan en la V Región.

La estructura actual del mercado de gas en Chile no puede ser plenamente capturada a través de las estadísticas corrientes. A partir de los datos de los Balances Nacionales de Energía obtenidos de la CNE se puede ver el fuerte impacto que, sobre la estructura del mercado, tuvo la interrupción de las importaciones de gas natural desde Argentina entre 2004 y 2009. Se puede observar de este modo, que

los principales mercados que en 2004 daban cuenta del 83% del total consumo final y para centrales eléctricas, disminuyeron drásticamente su participación en 2009 debido a las mencionadas restricciones de oferta total.

El mercado potencial de generadores y usuarios industriales, ambos con posibilidades de utilizar derivados de petróleo como alternativa disminuyó así significativamente en 2009. Sin embargo se supone que estos mercados volverían a adoptar las magnitudes y proporciones entre usuarios propias del período 2004 a partir de la entrada en operación de la planta de regasificación GNL Quintero que comenzó en el segundo semestre de 2009<sup>20</sup>.

**GRÁFICO 24**  
**ESTIMACIÓN DEL TAMAÑO DEL MERCADO DE GAS EN 2004 Y 2009**  
(En MMm<sup>3</sup>/día<sup>a</sup>)



Fuente: Estimaciones propias con datos de los Balances Nacionales de Energía de la CNE.

<sup>a</sup> Excluye el gas utilizado como materia prima en las plantas de metanol.

El número de clientes residenciales atendidos por Metrogas se estimaba en el orden de los 441000 usuarios, cifra sólo un 3% superior a la de 2008.

La planta de regasificación cuenta con tres vaporizadores que permite procesar 2,5 millones de toneladas por año de GNL (“2.5 MMtpa”), produciendo unos 10 millones de metros cúbicos por día de gas natural (“10 MMm<sup>3</sup>/día”) en base y hasta 15 MMm<sup>3</sup>/día en punta. Estos volúmenes se inyectan a la red de gasoductos para su distribución en la zona central del país. El Terminal ha sido diseñado para poder expandirse a una capacidad de 5 MMtpa o aproximadamente 20 MMm<sup>3</sup>/día sin interrumpir el suministro a sus clientes.

<sup>20</sup> GNL Quintero S.A. (GNLQ) es el Terminal de recepción, almacenamiento y regasificación de Gas Natural Licuado (“GNL”) que opera en la bahía de Quintero y abastece de gas natural a la zona central de Chile. El Terminal, que obtuvo financiamiento internacional por US\$ 1.066 millones. Sus socios son BG Group, ENAP, Endesa Chile y Metrogas. GNL Quintero satisface desde el segundo semestre de 2009, la demanda de gas natural de la zona central de Chile, que anteriormente se suministraba por gasoducto desde Argentina. El GNL es proveído desde el portfolio de suministro de BG Group, empresa líder en la industria mundial del GNL y socia del proyecto.

BG Group ha firmado un contrato de suministro de GNL con GNL Chile, donde garantiza suministro por los próximos 21 años.

Tanto Endesa como Metrogas conforman el consorcio con lo cual es de esperar que el mercado se divida prácticamente entre los usuarios atendidos por METROGAS y Endesa para el caso de generación.

El tamaño total del mercado dependerá de los volúmenes de gas importados adicionales que Chile logra obtener y de la ampliación de la planta (GNLQ). Según la información oficial la Planta GNL Quintero cubriría, funcionando a pleno sólo el 40% de la demanda de gas y su destino es la zona central.

## **2. Breve caracterización de los aspectos regulatorios e Institucionales**

A los efectos de este estudio se considerara principalmente el mercado de la zona central. En tal sentido puede ser considerado que el principal instrumento legal que rige el mercado de gas en Chile lo constituyó “El Protocolo del acuerdo de complementación económica entre las repúblicas de Chile y Argentina que regula la interconexión gasífera y el suministro de gas entre ambos”, firmado hacia 1995.

El espíritu de tal acuerdo se basaba en dos principios fundamentales: a) exportaciones desde Argentina sujetas a la prioridad de suministro en Argentina (aunque basadas en certificaciones y disponibilidad a cargo de la Secretaría de Energía de Argentina) y b) libre acuerdo entre actores privados basados en contratos.

Así, en el Artículo 2° del citado “Protocolo” se estableció que: “Las Partes no pondrán restricciones a que los productores y otros disponentes de gas natural de la República de Argentina y de la República de Chile exporten gas natural al país vecino, sobre la base de sus reservas y sus disponibilidades, debidamente certificadas; que a tal fin comprometan los exportadores e importadores. Tal antecedente permitirá a la Secretaría de Energía de la República de Argentina, en nombre del Poder Ejecutivo, y al Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción de la República de Chile, en nombre del Poder Ejecutivo, según corresponda, considerar las solicitudes a fin de otorgar los respectivos permisos de exportación de gas natural en la medida que no se comprometa el abastecimiento interno al momento del otorgamiento, si la legislación de las Partes así lo requiere”.

Por su parte, en su Artículo 5° se establecía que: “Los vendedores y compradores negociarán y contratarán el precio de compraventa del gas, los plazos, los volúmenes involucrados, las garantías necesarias y otras condiciones comunes a este tipo de contratos, así como el transporte de gas, a través de los gasoductos correspondientes, desde los puntos de entrega hasta los centros de consumo”.

Las bases de este acuerdo se conformaron luego con el “DECRETO SUPREMO 263”, donde se estableció el Régimen de Concesión de acuerdo a lo normado en Chile por el D.F. N° 323, de 1931, del Ministerio del Interior y sus modificaciones y el artículo 32 N° 28 de la Constitución Política de la República de Chile, que en su artículo 6° establece que “los interesados en instalar nuevas empresas de gas harán llegar a la autoridad competente la solicitud de concesión acompañada de los datos y documentos necesarios para su otorgamiento, según lo indique el Reglamento”.

Por último el Decreto 67 de 2004 aprueba el reglamento del servicio de gas.

A diferencia de otros países la regulación no involucra el aspecto tarifario ni la CNE lleva un registro de las tarifas que se halle a disposición del público, en cambio si dispone de información del valor de las facturas.

### 3. La formación de precios del gas natural

Al no existir en Chile regulación del mercado de gas natural distribuido<sup>21</sup> no existen tampoco forma de obtener los costos discriminados por componentes. Sólo se conocen los precios del gas pagados por Chile desde Argentina a partir de los valores normados por la Secretaría de Energía para el gas con destino al mercado externo. Por otra parte, a partir de las publicaciones efectuadas por la CNE de Chile es posible inferir la evolución del precio final pagado por el consumidor en la Región Metropolitana y también obtener un cuadro comparativo del precio pagado por los consumidores residenciales de las distintas distribuidoras sólo para el año 2010.

Seguidamente se presentan los resultados.

#### a) Precios del gas importado

Dado que no se dispone de una serie de precios de importación del gas de Argentina para Chile, se ha considerado como variable proxy, el valor del gas exportado por Argentina según la valorización promedio que efectúa la Secretaría de Energía de la República Argentina para el gas destinado al mercado externo. Estas cifras pueden considerarse como aproximaciones válidas aunque no exactas.

**CUADRO 24**  
**ESTIMACIÓN DEL PRECIO DE IMPORTACIÓN DEL GAS DE ARGENTINA**

Año	Valor de exportación del Gas de Argentina (normativa Regalías)
2000	1,22
2001	1,22
2002	1,22
2003	1,34
2004	1,45
2005	1,78
2006	2,59
2007	3,71
2008	9,71
2009	11,64
2010	11,71

Fuente: Estimaciones propias con datos de la Secretaría de Energía de la Nación.

#### b) Tarifas finales sector residencial

Debido a la ausencia de estadísticas y acceso a los pliegos de tarifas vigentes en años anteriores a 2010 se realiza una aproximación al valor medio del gas pagado por los usuarios residenciales en la principal zona del país. Para ello se toman los valores promedio de las facturas reportadas por la CNE para 1999-2008<sup>22</sup> y se asume un consumo promedio mensual de 75 m3 por mes. Las conversiones a dólares y a MBTU se realizan con el tipo de cambio medio vigente observado por el Banco Central y las unidades calóricas correspondientes<sup>23</sup>.

En ausencia de una discriminación del margen de transporte y distribución, considerando que estos valores por cuenta incluyen impuestos, se extrae el margen implícito por diferencia con los valores supuestos de precios de importación como proxy.

<sup>21</sup> Sólo en el caso de la XII Región (Magallanes) las tarifas son reguladas, aunque no ha sido posible obtener precisiones sobre dicha regulación.

<sup>22</sup> Archivo: precio\_consumidor\_stgo\_ine.zip.

<sup>23</sup> 1m3= 27,09 MBTU.

Para 2010 los datos provienen tanto del cálculo según pliego de Metrogas como del archivo de Resumen que publica la CNE. En el siguiente cuadro se presentan las tarifas vigentes en 2010 las que muestran valores relativamente similares para el conjunto de zonas de distribución, con la excepción del gas regulado en la XII Región (Magallanes) donde el gas es de origen nacional (ENAP)- En efecto los coeficientes de variabilidad (promedio/desvío estándar) resultan en 10% para las dos categorías de más de 18 m3 mes, mientras que para esta, considerada básica, la variabilidad es de 17%. A su vez la tarifa para menores consumos es 31% superior a la vigente para las restantes categorías superiores a 58 m3 por mes por hogar.

**CUADRO 25**  
**ESTIMACIÓN DE TARIFAS DE GAS NATURAL USUARIOS RESIDENCIALES**  
**EN SANTIAGO DE CHILE-PERÍODO 2000-2010**  
*(Valores de cuenta promedio en \$ y estimaciones en US\$ por MBTU)*

Año	Valor Factura en pesos ((\$/cuenta promedio mensual)	Estimación precio en \$ por m3 Consumo promedio supuesto 75 m3 mes	Estimación valor tarifa con impuestos en US\$d MBTU	MD+MT+Impuestos (Margen Bruto Implícito estimado)
2000	11 206	149	7,50	6,28
2001	13 287	177	7,56	6,33
2002	13 992	187	7,34	6,11
2003	14 133	188	7,38	6,04
2004	16 217	216	9,61	8,16
2005	16 147	215	10,42	8,64
2006	18 004	240	12,26	9,67
2007	18 458	246	12,76	9,06
2008	20 129	268	13,92	4,20
2009			s/d	s/d
2010			33,67	s/d

Fuente: Estimaciones propias con datos tomados de la CNE. Archivo: precio\_consumidor\_stgo\_ine.zip.

**CUADRO 26**  
**TARIFAS PROMEDIO DURANTE 2010 SEGÚN ZONA DE DISTRIBUCIÓN**  
*(En US\$ MBTU)*

Nivel de consumo mensual	LIPIGAS II Región GLP	ENERGAS V Región	GASVALPO V Región GND	METROGAS R Metropolitana GND	GASSUR VIII Región GND	INTERGAS VIII Región	GASCO MAGALLANES XII Región GND	INTERGAS IX Región GLP
18,3 m3 mes	34,2	40,4	40,4	45,0	55,0	50,6	7,2	40,4
58 m3 mes	33,2	38,5	38,5	34,3	38,9	44,0	4,7	40,4
116 m3 mes	31,7	38,0	38,0	33,7	44,1	43,2	4,1	59,3
78,91 m3 GN								

Fuente: Estimaciones propias con datos tomados de la CNE. Archivo: precio\_del\_gas\_natural.zip.

El orden de magnitud de los valores coincide con los datos calculados con los valores publicados por Metrogas y muestra la severidad de los incrementos ocurridos en 2010 debido a los valores del GNL y posiblemente los valores pagados por Chile por el gas importado desde Argentina que puede diferir de los presentados en el Cuadro 2.5.3.1.1 para el período 2008-2010. Al ser desconocidos los valores de venta de GNLQ a Metrogas no es posible calcular el margen de distribución, transporte e impuestos.

**CUADRO 27**  
**TARIFAS VIGENTES 2011- PLIEGO DE TARIFAS DE METROGAS**

Tarifas- Definiciones	Consumo Mes	Unidad	Valor por M3 / Mes (IVA incluido)	\$ por M3 por tramo efectivo (límite del escalón)	Tarifa con impuestos en US\$ MBTU
Consumo	de 0 a 5	m3/mes	\$1.116,00	1.116,00	59,25
Exceso	de 5 a 10	m3/mes	\$914,00	1.015,00	53,89
Exceso	de 10 a 25	m3/mes	\$885,00	937,00	49,75
Exceso	de 25 a 40	m3/mes	\$886,00	917,88	48,73
Exceso	de 40 a 60	m3/mes	\$318,00	717,92	38,12
Exceso	de 60 a 130	m3/mes	\$718,00	717,96	38,12
Exceso	de 130 a 170	m3/mes	\$718,00	717,97	38,12
Exceso	de 170 a 700	m3/mes	\$686,00	693,76	36,83
Exceso	de 700 a 900	m3/mes	\$420,00	632,93	33,60

Fuente: Estimaciones propias con datos del pliego de tarifas de Metrogas.

### c) Tarifas para usuarios industriales y eléctricos

Debido a que los contratos fueron firmados entre partes no ha sido posible establecer los valores del gas para este tipo de consumidores. Se infiere sin embargo- tanto de los valores de referencia de los costos de generación eléctrica y grandes usuarios hasta 2004, como de los valores de referencia del gas importado desde Argentina- que debían ser del orden de los US\$ 2,5-4 considerando gas y transporte. En un estudio llevado a cabo por el Departamento de Ingeniería Eléctrica, de la Escuela de Ingeniería de la Pontificia Universidad Católica, se ha simulado el escenario de restricción total de los suministros de Argentina llegándose a la conclusión de que el costo de generación se incrementaría de 20 US\$ MWH a 56 US\$ MWH, llegando a 70 US\$ MWH por compras de las generadoras para suplir los contratos firmados y no incurrir en multas<sup>24</sup>. En otro estudio realizado por la misma entidad<sup>25</sup> se estimaba el costo variable de generación con una central de ciclo combinado en 8.5 mills por kwh y de 47 mills por kwh para una turbo gas, de lo cual se infiere un costo del gas del orden 1.25 a 4 US\$ implícitos en el cálculo. Sin embargo no han podido ser halladas referencias directas. Se sabe que tras la crisis del gas de Argentina la generación se realizó principalmente con gas oil hasta la entrada de GNLQ, del cual tampoco ha sido factible obtener valores de referencia recientes.

## F. Ecuador

### 1. Breve caracterización del mercado

Ecuador produce gas principalmente en sus campos del Oriente donde lo utilizaba para la producción de GLP. Sin embargo la captación de este gas a tal fin fue disminuyendo. Por otra parte también existen reservas de gas en el offshore en el golfo de Guayaquil. A fines de los noventa la empresa Energy Development Corporation (EDC) perforó un pozo en el Campo Amistad, cuyas reservas hacia

<sup>24</sup> Cf. Pontificia Universidad Católica, Escuela de Ingeniería, Depto. de Ingeniería Eléctrica, Mercados Eléctricos: "Dependencia del sector eléctrico chileno del gas natural importado desde argentina". Posiblemente de fecha 2004 a 2005.

<sup>25</sup> Pontificia Universidad Católica, Escuela de Ingeniería, Depto. de Ingeniería Eléctrica INFORME: Dependencia Energética del Mercado Eléctrico Chileno, posiblemente 2000-2001.

2001 resultaron inferiores a la expectativas previas. Esta empresa utilizaba el gas de dicho campo para la operación de una planta de energía eléctrica de 130 MW<sup>26</sup> con una producción de 32 MPCD<sup>27</sup>.

Durante el corriente año, Petroecuador anunció que ya opera el campo Amistad del Bloque 3 de explotación de gas natural, ubicado a 65 kilómetros de las costas de El Oro. Como se dijo este campo estuvo a cargo de la compañía estadounidense EDC, que oficializó su salida del país tras no llegar a un acuerdo en la migración de su contrato de participación al de prestación de servicios, según lo establecido por la Ley Reformativa a la Ley de Hidrocarburos.

Con el inicio de las operaciones en el campo Amistad, se creó y estructuró la Gerencia de Gas Natural en Petroecuador.

Aunque existen proyectos anunciados como el de Petroecuador Gas Natural Zona Sur que plantea la difusión del uso del GNV vehicular y la distribución de GNL por vía de gasoductos virtuales desde la Estación Bajo Alto el mercado actual parece reducirse al termoeléctrico y parcial producción de GLP, producto que Ecuador Importa en más de un 85%.

Siempre considerando planes en marcha y anunciados por Petroecuador, se continuará vendiendo gas natural a la termoeléctrica Machala Power (operada también por EDC y que pasaría a manos de la Corporación Eléctrica del Ecuador. La entrega del gas se hace por medio de un gasoducto de aproximadamente 65 kilómetros con Bajo Alto, en Machala, hacia la termoeléctrica. Dicho gasoducto se halla sobre el lecho marino dirigido a Bajo Alto. Ahí se lo deshidrata y se lo entrega bajo normas y condiciones que requieren las turbinas.

Se espera que el gas, en caso de lograrse incrementos en la producción (hasta 50 MPCD), sea usado también para la industria cerámica, agroindustrial, cartonera, cementera y metalmecánica.

Por su parte el proyecto de GNL, consistiría en una planta de licuefacción con la finalidad de sustituir parcialmente el consumo de GLP, diesel y gasolina en industrias y estaciones de servicio. Además de disponer de almacenamiento de gas natural. Dicho proyecto contempla licuar gas natural proveniente del bloque 3, en el sector Bajo Alto ubicado a 30 kilómetros de Machala y distribuirlo mediante autotankers a diferentes zonas del país. Se estima que esta planta esté operando en el transcurso de 2011.

Respecto a los precios no se ha hallado información disponible.

## G. Perú

### 1. Breve caracterización del mercado

El mercado de gas natural en el Perú tuvo un fuerte impulso con la llegada del gas de Camisea a la zona de Lima-Callao, hallándose antes limitado a pequeñas dimensiones en Piura (Noroeste del Perú) y en la Selva Central donde se utiliza gas asociado a la producción petrolera. Según la Dirección General de Hidrocarburos del Ministerio de Minas y Energía del Perú, el 94% del mercado en 2009 se hallaba conformado por los desarrollos provenientes de gas de Camisea. Este yacimiento fue descubierto en la zona del mismo nombre, en Cusco, entre 1983 y 1987. Su operación comercial se inició en agosto de 2004, con la llegada del gas natural a Lima y Callao.

Las regulaciones, contratos y acuerdos para el desarrollo del mismo se iniciaron entre el año 2000 y 2001, iniciándose las formulaciones de metodología de tarifas en el año previo a la llegada del gas a Lima.

El consorcio Camisea se halla compuesto por las compañías Pluspetrol de Argentina, con una participación de 27,2%; Hunt Oil de Estados Unidos, con 35,2%; SK Corporation de Corea, con 17,6;

<sup>26</sup> Cf. Banaméricas; EDC Desilusionado con Pruebas de Campo Amistad – Ecuador-Nota. Publicada: Miércoles 27, Junio 2001 12:34 (GMT -0400).

<sup>27</sup> Cf. Banaméricas; EDC Comenzará Producción de Gas en Diciembre – Ecuador, Publicada: Martes 27, Febrero 2001 12:20 (GMT -0400).

Tecpetrol de Argentina, con 10%; y Sonatrach de Argelia, con 10%. Sin embargo la explotación esta en manos de Pluspetrol quien es el operador en el Upstream.

A su vez el transporte lo desarrolla la compañía Transportadora de Gas del Perú, propiedad de Techint, que también participa de las actividades aguas arriba a través de Tecpetrol.

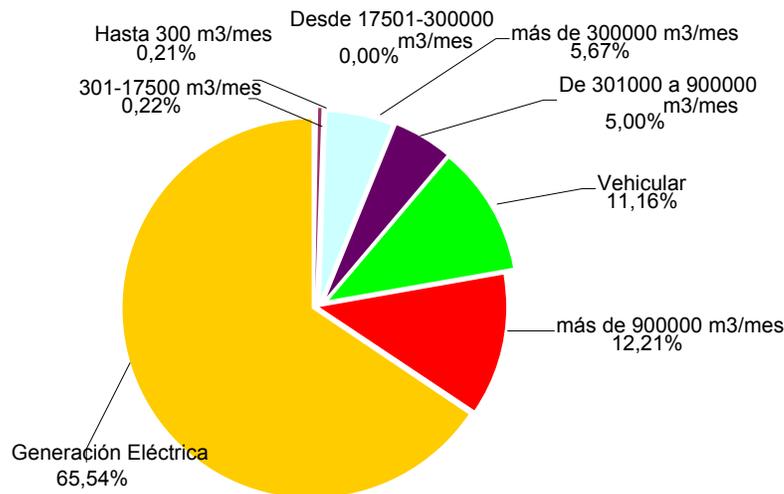
Por su parte la distribución esta a cargo de la empresa Cálidda (empresa peruana respaldada por el grupo AEI/PROMIGAS, este último el principal operador del sistema de la costa norte en Colombia).

El destino del gas de Camisea compuesto por el Lote 88 (aproximadamente 6,9 TCF)<sup>28</sup> y 56 (1,9 TCF)<sup>29</sup> fue decidido en los primeros años de las negociaciones, reservándose una porción de las reservas a la exportación en forma de GNL (Lote 56). A tal efecto en el año 2003 se conformó el consorcio Perú-LNG operado por la Hunt Oil y compuesto por esta empresa, SK Energy, Repsol y Marubeni. Dicho consorcio construyó la primera Planta de Liquefacción situada en territorio continental en América del Sur (Planta de Pampa Melchorita) y según sus proyecciones las reservas destinadas a exportación para las próximas dos décadas deberían ser de 4,2 TCF sobre un total de 10, 2 TCF. La inversión en la Planta y en los desarrollos del upstram del proyecto Perú-LNG se han estimado fueron de 5800 millones de dólares en total. La exportación esta prevista desde este año (2011).

Sin embargo las proyecciones de consumo para demanda interna y exportación de gas, han despertado en el Perú una discusión en torno a la suficiencia de las reservas totales para abastecer ambos mercados, cuestión que se convirtió en tema clave durante el año 2009 debido a que la demanda de gas para generación de electricidad superó las proyecciones previstas.

La conformación actual del mercado según categorías de consumo establecidas en la regulación se presenta en el gráfico 23.

**GRÁFICO 25**  
**MERCADO DE GAS NATURAL EN LIMA-CALLAO-DATOS DICIEMBRE DE 2010**



Fuente: Elaboración propia con datos del MEM del Perú. Archivo001\_Distribucion-dic 2010.pdf.

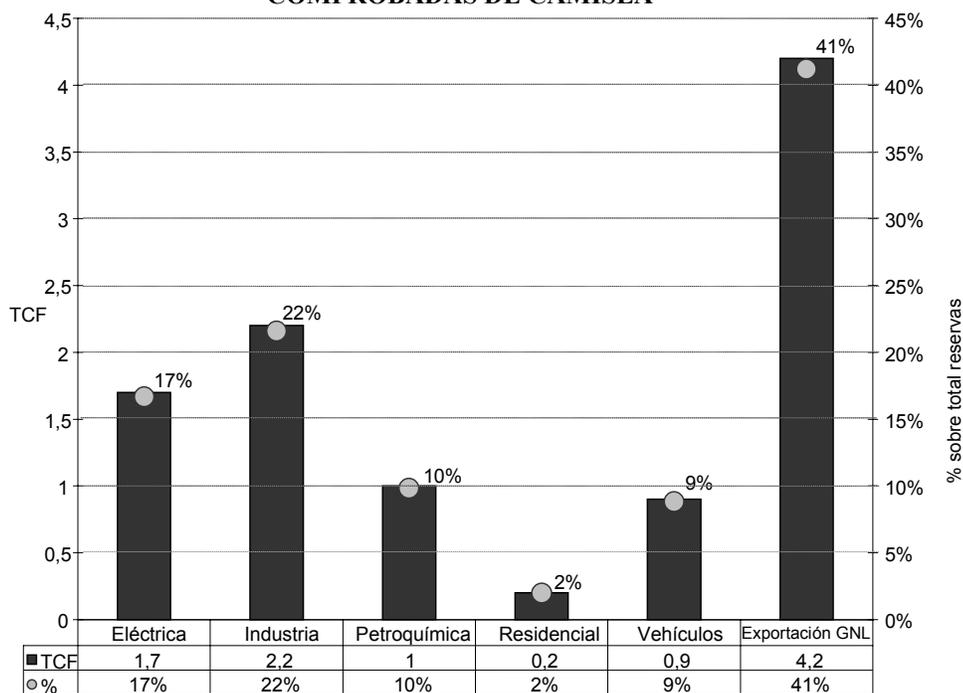
De las cifras anteriores se desprende la importancia que ocupa actualmente la demanda de gas para generación de electricidad, la demanda de grandes industrias y en tercer lugar la demanda para el sector transporte (GNV).

Sin embargo en las proyecciones futuras se asume que el sector de generación consumiría tan sólo el 17 % de las reservas totales (o 28 % del consumo en el mercado interno, ver gráfico 24).

<sup>28</sup> Según Pluspetrol serían 10,7 TCF.

<sup>29</sup> Según Plusperol serían de 3,4 TCF

**GRÁFICO 26**  
**PROYECCIÓN TOTAL DEL CONSUMO DE LAS RESERVAS**  
**COMPROBADAS DE CAMISEA**



Fuente: Elaboración propia con datos del MME y Perú-LNG. Archivo PeruLNG2010.pdf.

Ello supone obviamente que Perú se halla encaminado a diversificar su matriz de generación eléctrica en el futuro, o bien que requerirá de nuevos descubrimientos de gas para poder satisfacer las demandas del mercado interno y externo previstas. Las formas de desarrollo inicial de la explotación de gas en Camisea, el diseño del sistema de transporte y las regulaciones iniciales han implicado pautas de uso y expectativas que seguramente serán modificadas también en el futuro en tanto a pesar de que los nuevos hallazgos son factibles, ellos suponen la libre disponibilidad por lo cual es de esperar que los precios externos impactarán necesariamente sobre la formación de los precios internos.

## 2. Breve caracterización de los principales aspectos regulatorios

### ➤ Precios de referencia para el gas en Boca de pozo

Las bases iniciales para la fijación del precio del gas en Boca de Pozo se establecieron en el documento de la Comisión de Promoción de la Inversión Privada (COPRI) en el año 2000<sup>30</sup>.

En el punto 8.4.4.1 de dicho documento se detalla la forma en que se determinaría el Precio Realizado del Gas Natural para el mercado interno. Se establecía que:

a) A la Fecha de Inicio de la Extracción Comercial, el Precio Realizado máximo será de un Dólar y 00/100 (US \$1.00) por millón de BTU (MMBTU) para el generador eléctrico y un Dólar 80/100 (US \$ 1.80) por millón de BTU (MMBTU) para los demás usuarios.

b) El valor referido en el literal a) anterior se reajustará a partir del primer día de cada año calendario, de acuerdo con la aplicación de la siguiente fórmula:

$$Pt = Pa \times \text{Factor de ajuste}$$

Donde:

<sup>30</sup> República Del Perú, Comité especial del Proyecto Camisea, contrato de licencia para la explotación de Hidrocarburos en el Lote 88, Lima, 28 de Noviembre del 2000.

Factor de ajuste =  $(0.5 * FO1j / FO1a + 0.25 * FO2j / FO2a + 0.25 * FO3j / FO3a)$ .

Pt = Precio Realizado máximo en el Punto de la Fiscalización de la Producción reajustado, aplicable para el nuevo año calendario.

Pa = Precio Realizado máximo en el Punto de la Fiscalización de la Producción a la Fecha de Suscripción.

FO1 = Fuel Oil N° 6 US Gulf Coast Waterbone (1% de azufre)

FO2 = Fuel Oil N° 6 Rotterdam (1% de azufre)

FO3 = Fuel Oil N° 6 New York (3% de azufre)

FO1j, FO2j y FO3j son los promedios aritméticos del precio del Fuel Oil respectivo, tomado diariamente de los precios publicados en el “Platt's Oilgram Price Report”, para los cuatro (4) años calendario anteriores al nuevo año calendario. FO1a, FO2a y FO3a son los promedios aritméticos del precio del Fuel Oil respectivo, tomado diariamente de los precios publicados en el “Platt's Oilgram Price Report”, para el período de ciento veinte (120) meses anteriores al mes de la Fecha de Suscripción. En los casos en que el factor de ajuste resulte menor de uno (1) se considerará que el factor de ajuste es igual a uno (1).

El Precio Realizado sería el precio establecido en los respectivos contratos de compraventa, en el Punto de Fiscalización de la Producción.

Por su parte en el numeral 8.4.4.2 se definía el Precio Realizado del Gas Natural para la exportación, como el de los respectivos contratos de compra - venta internacional de Gas Natural.

En caso que las Partes no pudieran llegar a cualquiera de los acuerdos contemplados en según el acápite 8.4 del documento COPRI, se procedería la convocatoria del Comité Técnico de Conciliación.

Entre los contratos más polémicos figura el que uno de los propios socios del consorcio de Camisea, la Hunt Oil, le compraría el gas al lote 88 precio fijado en 0.53 US\$ MBTU. Este hecho es actualmente objeto de polémicas por cuanto fue posiblemente calculado como un netback referido al GNL descontados los costos de la planta de liquefacción más transporte interno y a puerto de exportación, al momento de ser firmado el contrato muy al inicio de la explotación y cuando el gas aún no llegaba al mercado interno ni este tenía las dimensiones y perspectivas actuales. Por su parte Repsol sería el comercializador de este gas dentro de Perú-LNG.

De este modo inicialmente fueron fijados tres precios de referencia: a) el del gas para generadores a 1 US\$ MBTU; b) el de los restantes consumidores a 1,80 US\$ MBTU y c) el del gas para exportación vía liquefacción a 0,53 US\$ MBTU. El precio medio esperado en ese entonces era aproximadamente el vigente en el mercado internacional entre 2000 y 2002. Por otra parte el mayor interés de las autoridades peruanas era desarrollar las reservas de Camisea y llevar el gas a Lima, mientras que la prioridad para el consorcio productor era la extracción de líquidos que, en el nuevo contexto de precios representaría más del 80-85% de los ingresos de los productores.

Para comprender correctamente esta situación se debe considerar que uno de los mayores desafíos para la extracción del gas de Camisea lo representaba la construcción del sistema de transporte troncal, obra altamente compleja dado que debía atravesar la selva, luego la zona de alta montaña y bajar a Lima-Callao pasando por la ciudad de ICA, con la previsión de otro gasoducto empalmado al de TGP y propiedad de Perú-LNG para la planta de liquefacción de Pampa Melchorita.

De este modo alcanzar un tamaño de mercado inicial de masa crítica era visto como fundamental para viabilizar el proyecto de transporte. De allí surgió tanto el precio promocional para generación eléctrica, como los beneficios de los contratos iniciales. Estos contratos iniciales fueron firmados con: Electroperú (empresa que cedió su posición contractual a ETEVENSA), Alicorp, Sudamericana de Fibras, Cerámica Lima, Vidrios Industriales, Corporación Cerámica Cerámicas San Lorenzo.

Sin embargo estas reglas de juego iniciales condujeron - en el contexto de llegada del gas a Lima y en un nuevo escenario de precios internacionales- a una expansión de la generación eléctrica con equipos de baja eficiencia (ciclos abiertos) provocando tanto una elevación más acelerada de los esperado en la demanda de gas para generación eléctrica, como una muy elevada concentración de dichas plantas generadoras a las puertas de Lima causando problemas de congestión en las líneas de transmisión.

Del mismo modo se elevó la demanda de gas, como de electricidad por parte de los sectores industriales, mineros y comerciales en tanto Perú experimentó elevadas tasas de crecimiento como consecuencia de la bonanza minera ocurrida entre 2003 y 2009.

Como consecuencia de la tendencia acelerada al alza de los precios internacionales utilizados para la actualización de los contratos de gas los factores de ajuste de referencia publicados por Osinergmin para los distintos tipos de usuarios (Generadores, Contratos Iniciales, Otros y Distribución en Lima- Callao) sufrieron enmiendas. Así se dispuso que entre enero de 2007 y por seis años los incrementos anuales en los precios de los contratos iniciales no podrían superar el 5% anual. Del mismo modo se dispuso que ningún precio podía superar al del contrato de Camisea (Lote 88), adicionalmente el precio del gas tendría un tope fijado por el 90% del precio del Fuel Oil (R500).

#### ➤ Tarifas de Transporte

Los primeros lineamientos de tarifas de transporte se realizaron durante el año 2003 antes de la entrada del gas a Lima, aunque tomando en cuenta las definiciones previas. Es que los gasoductos que conforman la Red Principal del Proyecto Camisea se hallaban y hallan normados por la Ley N° 27133, Ley de Promoción del Desarrollo de la Industria del Gas Natural, su reglamento aprobado mediante Decreto Supremo N° 040-99-EM y los respectivos Contratos BOOT de las Concesiones de Transporte y Distribución suscritos con TGP<sup>31</sup>.

Según la normatividad aplicable por el regulador (primero la CTE o Comisión de Tarifas Eléctricas, luego OSINERGMIN u Organismo Supervisor de Inversiones en Energía y Minería), las Tarifas Reguladas de la Red Principal del Proyecto Camisea se determinarían según el concepto de costo medio de largo plazo, el cual se evalúa como el cociente del Costo del Servicio (obtenido del proceso de licitación de la Concesión) entre la demanda total del periodo en evaluación, considerando el criterio de valores actualizados a una tasa de descuento del 12% anual en dólares estadounidenses. Además, producto del adelanto en la recaudación de la Garantía por Red Principal<sup>32</sup> (GRP), fue definido un Factor de Descuento (FD) que toma en consideración la recaudación total producto de dicho adelanto y lo resta del Costo del Servicio original (ofertado en la licitación de la Concesión) para obtener dicho factor. Como el FD se basaba, a su vez, en supuestos de recaudación del adelanto de la GRP, fue previsto que luego de la Operación Comercial y una vez conocidos los montos realmente recaudados, se procediera a la definición final del FD, lo cual por su partedefiniría las tarifas reales.

Por Resolución OSINERG N° 084-2003-OS/CD), para fijar los valores del periodo tarifario comprendido entre el 1° de mayo del 2004 y el 30 de abril del 2006 se propuso distinguir entre generadores eléctricos y otros usuarios.

<sup>31</sup> Por exigencia del Contrato BOOT, la empresa Concesionaria estaba en la obligación de ofertar su respectiva Capacidad de transporte a los clientes interesados mediante un Oferta Pública conocida como “Open Season”, la cual se realizaría en junio del 2003 y requeriría contar con precios y tarifas del gas natural para que los clientes evalúen su mejor opción. Por esta razón, el Consejo Directivo del OSINERG, mediante Resolución N° 030-2003-OS/CD del 14 de febrero de 2003, aceptó la propuesta de la empresa de adelantar el proceso regulatorio de tal forma de contar con tarifas reguladas que sirvieran de base al proceso licitatorio a iniciarse en 2004.

<sup>32</sup> Por este mecanismo el Estado garantizó la diferencia entre lo realmente transportado y la plena capacidad del ducto, el cargo de esta garantía a su vez lo pagan los usuarios eléctricos como compensación que la generación a gas produciría sobre las tarifas eléctricas. Por otra parte Electropéru firmó un contrato ‘Take or Pay’ por el 15% del volumen como forma de viabilizar la construcción del gasoducto.

Tipo de usuario	Tarifa Máxima (US\$)/MPC
Generador	
Eléctrico	0,8874
Otros	1,2663

La fórmula de ajuste de la tarifa de transporte sería así:

$$TA_{MN} = TM_{ME} \times FD \times FA1 \times FA2$$

Donde:

TA<sub>MN</sub> : Tarifa Aplicable en Moneda Nacional con el Factor de Descuento

TM<sub>ME</sub> : Tarifa Máxima en Moneda Extranjera sin el Factor de Descuento.

FD : Factor de Descuento producto de los montos Adelantados de la Garantía por Red Principal (GRP)

FA1 : Factor de Reajuste del Costo del Servicio de la respectiva Concesión (Ajuste del PPI en forma mensual)

FA2 : Factor de Reajuste del Tipo de Cambio (Ajuste a Nuevos Soles según Tasa de Cambio Nominal)

Este mecanismo de pago de GRP y ajuste fueron diseñados para los primeros 7 años y las capacidades de referencia fueron 380 MPCD y 450 MPCD a partir del octavo año hasta la plena recuperación de la inversión total del gasoducto.

Como se verá luego, en tanto Osinergmin presenta las tarifas de gas por categoría desglosadas por componente, este valor referencial de costo de transporte parece haber regido a lo largo de 2005-2010.

#### ➤ Tarifas de Distribución.

La distribución estuvo inicialmente conformada por la empresa GNLC, grupo operado por Suez Tractebel. Mas tarde la empresa fue tomada por el consorcio de Promiga antes mencionado (Cálidda).

El criterio inicial para fijar márgenes de distribución fue el de una categorización de mercados por niveles de consumo. Categoría A: Hasta 300 m<sup>3</sup>/mes; Categoría B: Desde 301 a 17500 m<sup>3</sup>/mes; Categoría C: Desde 17501-300000 m<sup>3</sup>/mes y Categoría D: más de 300000 m<sup>3</sup>/mes. Los consumidores independientes fueron definidos como aquellos con contratos de más de 30000 m<sup>3</sup>/día (900000 m<sup>3</sup>/mes) que tuvieran contratos directos con productores y transportistas por un período de al menos seis meses. En este último caso los clientes sólo pagan a la distribuidora el cargo MD.

Los criterios de remuneración separan el costo comercial del repago de los BOOT y son similares a los del costo medio de largo plazo.

La fijación de tarifas se dio con la Resolución OSINERG No.097-2004-OS-CD.

Los cuadros iniciales, susceptibles de modificarse por mayores costos reales fueron y actualizaciones fueron los siguientes:

Categoría	Cargos MD		Cargos MC	
	S/m3	US\$ MBTU	US\$ cliente Mes	US\$/m3
A	120	3,2	0,85	
B	53	1,4	10,67	
C	19	0,5		0,144
D	12	0,3		0,087

Hacia finales de 2010 se unifican las tarifas de la categoría E ausente del primer cuadro y que corresponde a todos los usuarios de mas de 900 mil m3/mes es decir clientes independientes. Las categorías E1 y E2 que discriminaban usuarios iniciales y resto fueron unificadas en 2010. Lo valores se presentan luego al analizar la evolución de esta categoría, pero el margen es aproximadamente 45-50% del normado para la categoría D hasta la cual los clientes son regulados.

### 3. Precios y tarifas del gas natural

#### a) Los precios del gas en Boca de Pozo

Como fue descrito en el punto anterior, las bases iniciales para la fijación del precio del gas en Boca de Pozo se establecieron en el documento de la Comisión de Promoción de la Inversión Privada (COPRI) en el año 2000, estableciéndose una diferencia entre el valor del gas para generación eléctrica y para otros usuarios, así como las fórmulas de actualización de los precios. Para comprender las limitaciones de la aplicación de la fórmula se debe considerar que salvo para el caso de generadores y precio a la distribuidora para clientes regulados, dichas fórmulas se vieron afectadas por adendas al contrato que establecieron topes generales al incremento anual de los precios a partir de enero de 2007.

Del resultado de la aplicación de estas reglas y a partir de la información del OSINERGMIN se tendría la siguiente estimación del precio del gas en boca de pozo.

**CUADRO 28**  
**ESTIMACIÓN DE LOS PRECIOS DEL GAS EN BOCA DE POZO**  
(En US\$ MBTU)

Estimación de los Precios del Gas en Boca de Pozo según tipo de cliente						
Periodo	Distribuidor	Generador	Cientes Iniciales	GNV	Según aplicación del coeficiente general del contrato de Camisea (1)	Precios Calculados según índices para contratos iniciales sin adendas ni limitaciones (2)
Inicial-2003	1,8	1,00	1,80		1,80	1,80
2005	1,95	1,38	1,95		2,83	2,48
2006	2,22	1,37	2,22	0,8	3,40	2,78
2007	2,33	1,43	2,32	0,8	3,57	3,72
2008	2,44	1,58	2,44	0,8	3,75	4,86
2009	2,56	1,58	2,56	0,8	3,94	6,35
2010	2,69	1,57	2,69	0,8	4,13	6,48

Fuente: Estimaciones propias con datos de Osinergmin.

Nota: (1) Estos valores se calculan con base a los coeficientes vigentes para la actualización del precio del gas del contrato de concesión de Camisea para 2005, 2006 y enero de 2007. A partir de allí se aplica el 5% anual de incremento establecido como tope. (2) Estos valores surgen de los factores de actualización publicados por OSINERGMIN sin aplicar las limitaciones de las adendas. Se supone que serían los vigentes para nuevos usuarios independientes que no pudiesen adquirir gas de la distribuidora, ni estuvieran sujetos a las limitaciones de las adendas.

Entre las razones que pudieran explicar la fijación de un precio diferencial al inicialmente previsto, se halla una compleja trama. Por una parte la intención de las autoridades regulatorias ha sido aprovechar el gas para reducir las tarifas eléctricas, pero también generar condiciones para acelerar la penetración del gas en todos los sectores de consumo basándose en condiciones de competitividad del gas natural en cada uno de los mercados, condición necesaria para alcanzar un factor de utilización del gasoducto en un tiempo breve teniendo en cuenta que con ello se reduciría progresivamente el cargo por Garantía de la Red Principal (Transporte), pero además condición necesaria para desarrollar el mercado de distribución. Sin embargo, el factor posiblemente más determinante ha sido el precio fijado para la venta de gas a Perú LNG, en tanto con precios que evolucionaran según los marcadores internacionales seleccionados inicialmente en el contrato de concesión, la brecha entre este precio en el mercado interno respecto al de venta para la producción de GNL hubiera sido aún más profunda generando un fuerte conflicto de intereses tanto dentro del consorcio de Camisea, como con las propias autoridades y con los organismos que financiaron la Planta de GNL.

## b) Tarifas y componentes para cada categoría de usuarios

Dado que los márgenes de ajuste de las tarifas de transporte y distribución han sido relativamente menores y no ha sido posible recopilar el conjunto de factores de actualización para las dichas tarifas se presentan seguidamente los valores estimados para cada categoría de usuarios a partir de los datos publicados por Osinergmin para 2006 y los de la distribuidora Calidda para 2009, luego de verificar que estos valores se corresponden aproximadamente con los vigentes para 2010, de lo cual es posible inferir que en general las tarifas finales al consumidor han sido afectadas principalmente por los ajustes en el valor del gas en boca de pozo. Para los años 2005, 2007 y 2008 los datos se construyen sobre referencias parciales de los costos de transporte y distribución según la regulación e indicadores publicados.

Una imagen de los valores actuales se presenta seguidamente.

**CUADRO 29**  
**TARIFAS DE GAS EN LIMA-CALAO SEGÚN CATEGORÍAS A INICIOS DE 2011**  
(En US\$ MBTU)

Abrev.	Unidades	Categoría de Consumidor						
		A	B	C	D	GNV	E	GE
Consumo	m3/mes	28	450	125.000	600.000			
FG	Us \$/Mmbtu	1,05	2,83	2,83	2,83	0,80	2,83	1,65
FTRP	Us \$/Mmbtu	0,89	0,89	0,89	0,89	0,89	0,89	0,89
FSD	Us \$/Mmbtu	4,20	3,79	1,08	0,84	0,93	0,38	
Sub total	Us \$/Mmbtu	6,14	7,50	4,80	4,55	2,62	4,10	2,54
	19% (IGV)	1,17	1,43	0,91	0,86	0,50	0,78	0,48
Total	Us \$/Mmbtu	7,31	8,93	5,71	5,42	3,11	4,87	3,02

Fuente: Datos proporcionados por Osinergmin.

Nota: FG Precio del Gas en Boca de Pozo

FTRP Tarifa Red Principal

FSD Tarifa Distribución de Otras Redes

## c) Tarifas residenciales (Categoría A)

Se asume que estas tarifas corresponden a la categoría A, es decir hasta los 300 m3/mes. La cantidad de clientes conectados pasó de 553 en agosto de 2005 a sólo 35013 en diciembre de 2010, a pesar de que el costo del gas natural es aproximadamente un tercio del sustituto más próximo como el GLP. La dificultad de acrecentar el mercado residencial no se halla clara pero ciertamente las reglas fueron modificadas estableciéndose una promoción de un valor de gas diferencial para esta categoría de

usuarios en la adenda quinta del contrato de Camisea. Dicha promoción implica un valor del gas para la distribución a la categoría A de alrededor de 1 US\$ por MBTU vigente para los primeros 1500 m<sup>3</sup> de gas y para los primeros 100000 usuarios.

**CUADRO 30**  
**ESTIMACIÓN DEL VALOR DE LAS TARIFAS FINALES CON Y SIN IMPUESTOS**  
**PARA USUARIOS RESIDENCIALES**  
*(En US\$ MBTU)*

Residencial hasta 300 m <sup>3</sup> mes					
Año	G	T	MD	Total sin IGv	Con IGv
2005	1,95	1,04	3,70	6,69	7,96
2006	2,20	1,01	3,70	6,91	8,22
2007	2,33	1,06	3,81	7,20	8,57
2008 <sup>a</sup>	0,87	1,02	4,89	6,78	8,07
2009 <sup>b</sup>	0,95	0,93	5,08	6,97	8,29
2010 <sup>c</sup>	1,00	0,98	5,08	7,06	8,40

Fuente: Estimaciones propias con datos de Osinergmin y Cálidda.

Nota: a partir de la Adenda quinta, el precio del gas para la categoría A se estipula de modo discriminado a modo de promoción. Esta promoción rige para los primeros 1500 m<sup>3</sup> consumidos para los primeros 100000 usuarios residenciales.

<sup>a</sup> Datos tomados de La Memoria 2008 de Cálidda Gas Natural de Lima, nótese que los cargos MD difieren de los calculados a partir de datos Osinergmin posiblemente debido a que engloban otros conceptos no discriminados en la información presentada. En este caso es el cargo reportado como Margen Otras Redes y puede hallarse afectado por el tipo de cambio utilizado en la Memoria.

<sup>b</sup> Datos tomados de La Memoria 2009 de Cálidda Gas Natural de Lima, nótese que los cargos MD difieren de los calculados a partir de datos Osinergmin posiblemente debido a que engloban otros conceptos no discriminados en la información presentada. En este caso es el cargo reportado como Margen Otras Redes y puede hallarse afectado por el tipo de cambio utilizado en la Memoria.

<sup>c</sup> estimación propia preliminar. El factor MD se toma de 2009 y resulta inferior al que se infiere de los datos de OSIMERGMIN (Ej 4,2 US\$ MBTU para 2011).

#### **d) Tarifas (Categorías B y C)-Pequeñas industrias y servicios**

En el Perú el conjunto de tarifas reguladas tienen un mismo valor de referencia para el gas y para el costo de transporte. El Margen de distribución es regulado. Para este último valor, no obstante, no se dispone de la serie completa porque además se halla sujeto a revisiones por mayores costos. Los datos aquí presentados representan una aproximación basada en datos recopilados para 2006, 2008, 2009 y estimados para los años restantes con aproximaciones sobre el valor del margen de distribución.

**CUADRO 31**  
**ESTIMACIÓN DEL VALOR DE LAS TARIFAS FINALES CON Y SIN IMPUESTOS PARA**  
**USUARIOS COMERCIALES**  
*(En US\$ MBTU)*

Categoría B consumo medio estimado 450 usuarios de 301 a 17500 m <sup>3</sup> /mes					
Año	G	T	MD	Total sin IGv	Con IGv
2005	1,95	1,04	2,13	5,12	6,09
2006	2,20	1,01	2,13	5,34	6,35
2007	2,33	1,06	2,19	5,58	6,64
2008	2,44	1,12	2,26	5,82	6,93
2009	2,56	0,93	2,92	6,42	7,64
2010	2,69	0,98	2,92	6,60	7,85

Fuente: Estimaciones propias con datos de Osinergmin y Cálidda.

Nota: Para 2006 los datos se calculan según valores del cuadro de Tarifas de Osinerg, en cambio para 2008 y 2009 los datos son tomados de la Memoria de Cálidda Gas Natural de Lima.

**CUADRO 32**  
**ESTIMACIÓN DEL VALOR DE LAS TARIFAS FINALES CON Y SIN IMPUESTOS PARA**  
**USUARIOS DE PEQUEÑAS INDUSTRIAS**  
*(En US\$ MBTU)*

Categoría C consumo medio estimado 125000 m3/mes-usuarios de 17501 a 300000 m3/mes					
Año	G	T	MD	Total sin IGV	Con IGV
2005	1,95	1,04	0,77	3,76	4,47
2006	2,20	1,01	0,77	3,98	4,73
2007	2,33	1,06	1,13	4,52	5,38
2008	2,44	1,02	1,16	4,62	5,50
2009	2,56	0,93	1,18	4,67	5,56
2010	2,69	0,98	1,18	4,85	5,77

Fuente: Estimaciones propias con datos de Osinergmin y Cálidda.

Nota: Para 2006 los datos se calculan según valores del cuadro de Tarifas de Osinerg, en cambio para 2008 y 2009 los datos son tomados de la Memoria de Cálidda Gas Natural de Lima.

**e) Tarifas (Categoría D)- Industrias Medianas**

Los datos han sido estimados bajo la misma metodología que en los casos anteriores, siendo el valor más incierto el del margen de distribución que difiere entre los datos de OSINERGMIN según ajustes y los publicados por la empresa distribuidora. El error en todo caso implicaría entre un 7 y 9 % de la tarifa final con IGV.

**CUADRO 33**  
**ESTIMACIÓN DEL VALOR DE LAS TARIFAS FINALES CON Y SIN IMPUESTOS PARA**  
**USUARIOS DE INDUSTRIAS MEDIANAS**  
*(En US\$ MBTU)*

Categoría D consumo medio estimado 600000 m3/mes usuarios de más de 600 mil m3/mes					
Año	G	T	MD	Total sin IGV	Con IGV
2005	1,95	1,04	0,56	3,55	4,22
2006	2,20	1,01	0,56	3,76	4,48
2007	2,33	1,06	0,85	4,24	5,04
2008	2,44	1,02	0,90	4,36	5,19
2009	2,56	0,93	0,90	4,39	5,23
2010	2,69	0,98	0,90	4,57	5,44

Fuente: Estimaciones propias con datos de Osinergmin y Cálidda.

Nota: Para 2006 los datos se calculan según valores del cuadro de Tarifas de Osinerg, en cambio para 2008 y 2009 los datos son tomados de la Memoria de Cálidda Gas Natural de Lima.

**f) Tarifas Grandes Industrias**

Se estima que en este grupo se halla el grueso de los contratos iniciales. En este caso la distribuidora sólo cobra el margen regulado para esta categoría siendo los contratos de compra de gas y capacidad de transporte un acuerdo entre privados pero guiado por la regulación de la Osinergmin con base a los contratos de concesión de Camisea y de transporte de Red Principal.

**CUADRO 34**  
**ESTIMACIÓN DEL VALOR DE LAS TARIFAS FINALES CON Y SIN IMPUESTOS PARA**  
**USUARIOS DE GRANDES INDUSTRIAS (ESTIMACIÓN USUARIOS INICIALES)**  
*(En US\$ MBTU)*

Categoría mas de 30000 m3/día o 900000 m3/mes					
Año	G	T	MD	Total sin IGV	Con IGV
2005	1,95	1,04	0,33	3,32	3,95
2006	2,20	1,01	0,33	3,54	4,21
2007	2,33	1,06	0,33	3,72	4,43
2008	2,44	1,02	0,34	3,80	4,52
2009	2,56	0,93	0,35	3,84	4,57
2010	2,69	0,98	0,35	4,03	4,79

Fuente: Estimaciones propias con datos de Osinergmin.

Nota: Salvo para 2006 y 2010 los MD son estimados. Para el caso de usuarios independientes este MD sería del orden de los 0,90 US\$ MBTU.

**g) Tarifas para Generadores de Electricidad**

**CUADRO 35**  
**ESTIMACIÓN DEL VALOR DE LAS TARIFAS FINALES CON Y SIN IMPUESTOS**  
**PARA GENERADORES SIN COSTOS DE DISTRIBUCIÓN**  
*(En US\$ MBTU)*

Categoría Generadores de Electricidad					
Año	G	T	MD	Total sin IGV	Con IGV
2005	1,38	1,04	0,00	2,42	2,88
2006	1,37	1,01	0,00	2,38	2,84
2007	1,43	1,06	0,00	2,50	2,97
2008	1,58	1,02	0,00	2,60	3,10
2009	1,58	0,93	0,00	2,52	3,00
2010	1,57	0,98	0,00	2,55	3,04

Fuente: Estimaciones propias con datos de Osinergmin.

Nota: Según las Memorias de la empresa distribuidora para 2008 y 2009 los precios para generadores incluían un MD y resultaban en valores de US\$/MBTU 4 y 4,16 US\$ con IGV respectivamente para 2008 y 2009. El MD reportado se conforma de dos cargos Distribución 0,222 US\$ MBTU y distribución otras redes 0,68 US\$/MBTU.

**h) Tarifas para uso vehicular (GNV)**

Perú contaba con cerca de 70 mil vehículos convertidos a GNC a fines de 2009 a pesar de la promoción activa a través de la política de precios que fijó el valor en boca de pozo en 0,80 US\$/ MBTU.

El cargo de transporte y el de distribución se estiman de acuerdo a datos de Osinergmin y la distribuidora.

**CUADRO 36**  
**ESTIMACIÓN DEL VALOR DE LAS TARIFAS FINALES CON Y SIN IMPUESTOS**  
**PARA USO EN TRANSPORTE (GNV)**  
*(En US\$ MBTU)*

Categoría GNV					
Año	G	T	MD	Total sin IGV	Con IGV
2007	0,80	1,06	0,90	2,76	3,29
2008	0,80	1,02	1,00	2,82	3,36
2009	0,80	0,93	0,92	2,65	3,16
2010	0,80	0,98	0,94	2,72	3,23

Fuente: Estimaciones propias con datos de Osinergmin y Memorias 2008 y 2009 de Calidad Gas Natural de Lima.

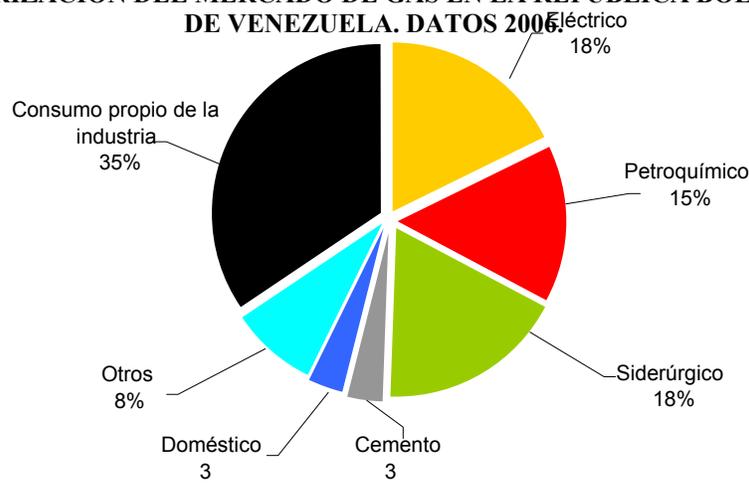
## H. República Bolivariana de Venezuela

### 1. Breve caracterización del mercado

A pesar de las cuantiosas reservas de gas que Venezuela posee, el desarrollo del mercado interno de gas ha sido muy escaso en términos relativos. Los últimos datos oficiales disponibles son tomados del PODE 2006.

Según el anuario publicado por el antes Ministerio de Energía y Minas de la República de Venezuela- actualmente Ministerio del Poder Popular para la Energía y el Petróleo -, el mercado interno era de aproximadamente unos 84 MMm3/día, reducido a sólo poco menos de 55 MMm3/día si se excluye el consumo propio en yacimientos cifra que incluye gas procesado para extracción de líquidos.

**GRÁFICO 27**  
**CARACTERIZACIÓN DEL MERCADO DE GAS EN LA REPÚBLICA BOLIVARIANA DE VENEZUELA. DATOS 2006.**



Fuente: Elaboración propia con datos del PODE 2006, Ministerio del Poder Popular para la Energía y el Petróleo.

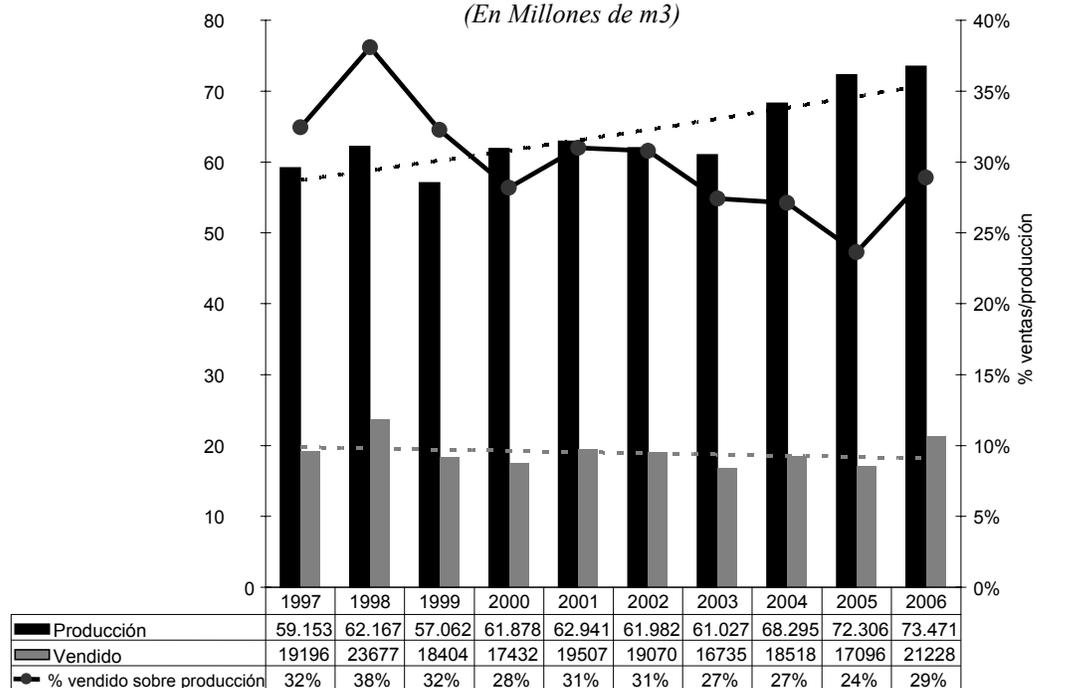
**CUADRO 37**  
**CARACTERIZACIÓN DEL MERCADO DE GAS EN LA REPUBLICA BOLIVARIANA DE VENEZUELA. DATOS 2006.**  
(En MBEP y MMm3/día)

Sector de consumo	Mbep	MMm3/día
Eléctrico	33 089	14,9
Petroquímico	27 884	12,5
Siderúrgico	33 184	14,9
Cemento	6 285	2,8
Doméstico	6 333	2,8
Otros	15 222	6,8
Consumo propio de la industria	64 218	28,8
<b>Total</b>	<b>186 215</b>	<b>83,6</b>
<b>Total Producción</b>		<b>201,3</b>

Fuente: Elaboración propia con datos del PODE 2006, Ministerio del Poder Popular para la Energía y el Petróleo.

Del análisis de la serie 1997-2006, surge también que el gas vendido, ha correspondido tendencialmente a una proporción menor respecto a la producción.

**GRÁFICO 28**  
**PRODUCCIÓN Y VENTAS DE GAS 1997-2006**  
 (En Millones de m<sup>3</sup>)



Producción
  Vendido
  % vendido sobre producción
  Exponencial (Vendido)
  Exponencial (Producción)

Fuente: Elaboración propia con datos del PODE 2006, Ministerio del Poder Popular para la Energía y el Petróleo.

Esta situación de déficit de gas en el mercado interno es plenamente reconocida por PDVSA gas, quien ha implementado una serie de programas para superar esta situación a largo plazo. De hecho desde 2007 Venezuela ha suscrito un contrato de importación de gas desde Colombia, que finalizaría en 2012<sup>33</sup>. Según anuncios oficiales, la producción de gas, que actualmente está en siete mil millones de pies cúbicos, sería elevada a once mil millones de pies cúbicos hacia el 2012 (57,14%), y pronto será duplicada, gracias a las inversiones que vienen realizando<sup>34</sup>. Sin embargo tales metas dependen del cumplimiento de los distintos cronogramas de los múltiples proyectos que conforman la posibilidad de que se concreten dichas metas.

## 2. Breve caracterización de los aspectos institucionales y de regulación

El sector del gas natural en Venezuela se rige por el Reglamento de la Ley Orgánica de Hidrocarburos Gaseosos, publicado en la Gaceta Oficial N° 5.471 Extraordinario de fecha 05 de junio de 2000, según Decreto N° 840 Caracas, 31 de mayo de 2000 de la Presidencia de la República.

<sup>33</sup> Chevron Petroleum Company, una filial de Chevron Corporation, y Ecopetrol, S.A. firmaron con PDVSA Gas S.A. un contrato de ventas para comenzar a enviar gas natural de Colombia a Venezuela a partir de 1° de enero de 2008, en el marco de un convenio firmado entre los gobiernos de Colombia y Venezuela para exportar/importar gas natural. El convenio entre ambas empresas estatales y Chevron incluyó la construcción, por parte de PDVSA, de un gasoducto de 225 kilómetros entre ambos países, el cual se estuvo operativo a finales de 2007. Por su parte Chevron, invirtió en instalaciones adicionales de procesamiento en Colombia para producir hasta 150 MMPCD de gas. Este acuerdo también incluye un convenio separado entre PDVSA y ECOPETROL para un envío de gas, a futuro, desde Venezuela a Colombia. En 2009 Colombia dispuso la suspensión de las exportaciones debido a la escasez de gas en el mercado interno causadas por el fenómeno de El Niño 2009-2010.

<sup>34</sup> Cf. Revista Entregas, pág. 9, última edición, marzo 2011, en <http://www.enagas.gob.ve>.

Entre los aspectos normativos que este instrumento dispuso se halla el de su artículo 5° que expresa que “Hasta tanto la separación de las actividades de producción, transporte o distribución de gas no se efectúe, el Ministerio de Energía y Minas podrá exigir a las empresas que realicen de manera integrada sus actividades, la separación de la contabilidad de cada una de ellas, como unidades de negocios claramente diferenciadas, de manera que permita facilitar la imputación de activos, pasivos, ingresos, costos y gastos de cada una”.

En el artículo 6° se tratan las condiciones para permitir la integración vertical de actividades.

En la mencionada ley, se contempló también la creación del Ente Nacional del Gas (ENAGAS) como un órgano desconcentrado, con autonomía funcional, administrativa, técnica y operativa, adscrito al Ministerio de Energía y Minas, hoy Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo.

Entre las funciones asignadas se halló la de determinar el desglose de las tarifas en sus componentes. Se establecieron así los criterios para la valorización del gas natural, de acuerdo a tres consideraciones o principios metodológicos: a) Valor actual neto de proyectos industriales; b) costos de operación y c) costo de oportunidad por sustitución de energéticos. Al parecer esta nueva metodología debía considerar además una evaluación amplia de la capacidad económica de cada tipo de demandante de gas, considerando que el precio del gas en Venezuela se encuentra por debajo del costo de oportunidad (especialmente para los grandes consumidores industriales). La revisión y ajuste del esquema de precios vigente y su reorientación se efectuaría en función de alcanzar los objetivos de políticas públicas para el gas.

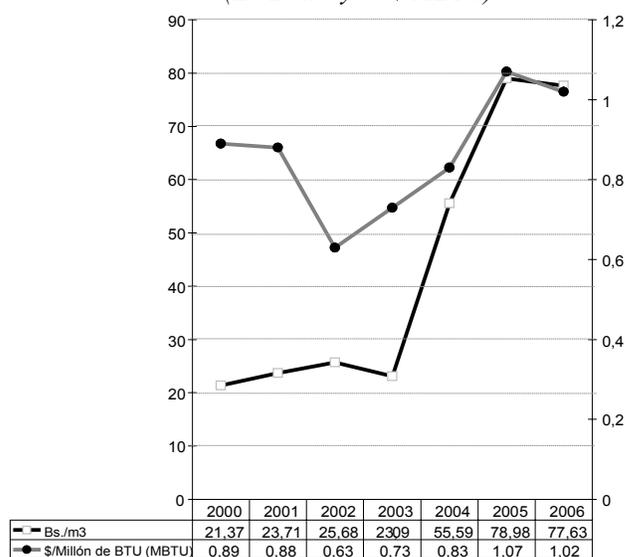
Del análisis de los precios actuales no se desprende que tal política hayasido aún aplicada.

### 3. Los precios del gas natural

En el caso de Venezuela no existía un desglose de tarifas por componentes y su aplicación ha sido reciente, aún cuando se desconocen las reglas de fijación, más allá de las definiciones generales establecidas por el Ente Nacional del Gas (ENAGAS).

Los valores medios del gas para los consumidores evolucionó desde un valor medio de 0,89 US\$ por MBTU en el año 2000 hasta 1,02 US\$ MBTU en el 2006, año hasta el cual se hayan publicados.

**GRÁFICO 29**  
**PRECIOS MEDIOS DEL GAS AL CONSUMIDOR FINAL EN MONEDA LOCAL**  
**Y EN DÓLARES. PERÍODO 2000-2006**  
(En Bs/m<sup>3</sup> y US\$ MBTU)



Fuente: Datos publicados en el PODE 2006, Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo, Caracas, 2007.

Según los datos publicados por el citado Ministerio, las tarifas para distintos tipos de usuarios en 2006 eran las siguientes:

**CUADRO 38**  
**PRECIOS MEDIOS DEL GAS SEGÚN CONSUMIDOR FINAL EN MONEDA LOCAL**  
**Y EN DÓLARES. AÑO 2006**  
*(Bs/m<sup>3</sup> y US\$ MBTU)*

Sector	Región	Bs. Por M3	US\$ MBTU 2006
Eléctrico	Centro-Oriente	55,26	0,73
	Occidente	49,22	0,65
	Total sector eléctrico 1/	54,88	0,72
Industrial	Centro-Oriente	93,26	1,23
	Occidente	49,42	0,65
	Total Industrial 1/	85,49	1,13
Doméstico y Comercial	Centro-Oriente	107,33	1,41
	Occidente	10,18	0,13
	Total doméstico y comercial 2/	44,61	0,59
Total Nacional		77,63	1,02

Fuente: Datos publicados en el PODE 2006, Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo, Caracas, 2007.

La formación de Precios y Tarifas según el ENAGAS se realizan actualmente en base a la sumatoria de: a) Precio de adquisición del gas; b) tarifa de transporte; b) tarifa de distribución industrial y c) tarifa de distribución doméstica, en caso de ser aplicable.

Cada uno de estos elementos se correspondería respectivamente a la valoración del recurso y los servicios de transporte, distribución industrial y distribución doméstica, actividades necesarias para colocar el gas a disposición del usuario.

Los precios del gas en los centros de despacho, son fijados por el Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo y son revisados anualmente. En el caso de las tarifas de transporte, distribución industrial y distribución doméstica se fijan conjuntamente por el Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo y el Ministerio del Poder Popular para las Industrias Ligeras y Comercio, previa propuesta del Ente Nacional del Gas.

#### **a) Tarifas para el sector Residencial y Comercial**

Con la nueva forma de cálculo establecida las tarifas del sector residencial son actualmente las siguientes, valor de referencia que podría asimilarse al caso para 2010. Como se puede apreciar la principal componente del precio es el margen de distribución que se aplica también al Occidente (caso Zulia) a diferencia de las tarifas reportadas para 2006 (ver cuadros 27 y 40).

**CUADRO 39**  
**TARIFAS UNITARIAS VIGENTES PARA EL SECTOR DOMÉSTICO Y COMERCIAL,**  
**CASOS AÑOS 2010-2011**  
*(En US\$ MBTU)*

Área	Unidad	Gas Metano (precio del gas)	Transporte (T)	Industrial (MD- Industrias)	Doméstico	Total
					Comercial (MD- Comercial y Doméstico)	(Bs.F/mc) a facturar
Metropolitana	En moneda local	Bs.F 0,02328	Bs.F 0,02801	Bs.F 0,00607	Bs.F 0,17450	Bs.F 0,23187
		Gas Metano (precio del gas)	Transporte (T)	Industrial (MD- Industrias)	Doméstico	Total
Zulia-Táchira	En moneda local	Bs.F 0,04657	Bs.F 0,00000	Bs.F 0,00379	Bs.F 0,17450	Bs.F 0,22487
	En US\$ MBTU	0,293391	0	0,023877	1,10	1,42
Anaco	En moneda local	Bs.F 0,02328	Bs.F 0,00000	Bs.F 0,00227	Bs.F 0,17450	Bs.F 0,20006
	En US\$ MBTU	0,15	0	0,01701	1,10	1,27

Fuente: ENAGAS, cálculos según referencia obtenida online en <http://www.enagas.gob.ve/info/reasimportancia/preciosytarifas.php>.

Si se observa el valor medio respecto a los datos de 2006, se aprecia un incremento total en la tarifa media residencial ubicada en 2010 en un rango 1,27-1,49 MBTU contra valores 0,13-1,41 (valor medio 0,59 US\$ MBTU) en 2006.

De todos modos, el hecho concreto es que a pesar de los muy bajos valores respecto al conjunto de casos estudiados, el precio interno se ha incrementado tendencialmente entre 2000 y 2010.

A pesar de este hecho el abastecimiento de gas natural en Venezuela es reducido y aún los planes futuros como Gas Comunal apuntan al GLP como combustible principal. En este caso no se trataría por lo tanto de tendencias de mercado sino de políticas de oferta de servicios liderada básicamente por PDVSA.

#### **b) Tarifas para el sector Industrial**

Las tarifas para industrias son reguladas. El precio del gas en boca de pozo o valor del gas es fijado en forma diferencial según el gas provenga del occidente o del oriente y su valor es superior al fijado para el sector residencial. Los costos de transporte reflejarían distancias, pero por su magnitud, se infiere no valorizan el costo de capital. El costo de distribución aplicable es el del tramo industrias. El valor final para usuarios industriales va de 0,33 a 0,51 US\$ por MBTU, lo que hace que sea el gas más barato de toda la región.

**CUADRO 40**  
**TARIFAS UNITARIAS VIGENTES PARA EL SECTOR INDUSTRIAL**  
**CASO AÑOS 2010-2011**  
*(En US\$ MBTU)*

Área	Unidad	Gas Metano (precio del gas)	Transporte (T)	Industrial (MD- Industrias)	Total  (Bs.F/mc) a facturar
Metropolitana	En moneda local	Bs.F 0,04441	Bs.F 0,02801	Bs.F 0,00607	Bs.F 0,07850
Metropolitana	En US\$ MBTU	0,28	0,18	0,04	0,49
Zulia-Táchira	En moneda local	Bs.F 0,06679	Bs.F 0,00000	Bs.F 0,00379	Bs.F 0,07058
Zulia-Táchira	En US\$ MBTU	0,42	0,00	0,02	0,44
Falcon	En moneda local	Bs.F 0,06679	Bs.F 0,01286	Bs.F 0,00607	Bs.F 0,08573
Falcon	En US\$ MBTU	0,42	0,08	0,01	0,51
Anaco	En moneda local	Bs.F 0,04441	Bs.F 0,00000	Bs.F 0,00227	Bs.F 0,04669
Anaco	En US\$ MBTU	0,28	0,00	0,01	0,29
Pto Ordaz	En moneda local	Bs.F 0,04441	Bs.F 0,00529	Bs.F 0,00227	Bs.F 0,05199
Pto Ordaz	En US\$ MBTU	0,28	0,03	0,02	0,33

Fuente: ENAGAS, cálculos según referencia obtenida online en <http://www.enagas.gob.ve/info/areasimportancia/preciosytarifas.php>.

**c) Tarifas para el sector Petroquímico**

El modo de cálculo es idéntico al fijado para el sector industrial, aunque con un valor inferior para la componente gas. El rango del valor es de 0,27 a 0,33 US\$ MBTU.

**CUADRO 41**  
**TARIFAS PARA EL SECTOR PETROQUÍMICO, CASO AÑOS 2010-2011**  
*(En US\$ MBTU)*

Área	Unidad	Gas Metano (precio del gas)	Transporte (T)	Industrial (MD- Industrias)	Total  (Bs.F/mc) a facturar
Metropolitana	En moneda local	Bs.F 0,03432	Bs.F 0,02801	Bs.F 0,00607	Bs.F 0,06840
Metropolitana	En US\$ MBTU	0,22	0,18	0,04	0,43
Zulia-Táchira	En moneda local	Bs.F 0,05840	Bs.F 0,00000	Bs.F 0,00379	Bs.F 0,06220
Zulia-Táchira	En US\$ MBTU	0,35	0,00	0,02	0,37
Falcon	En moneda local	Bs.F 0,05840	Bs.F 0,01286	Bs.F 0,00607	Bs.F 0,07734
Falcon	En US\$ MBTU	0,35	0,08	0,01	0,43
Anaco	En moneda local	Bs.F 0,03432	Bs.F 0,00000	Bs.F 0,00227	Bs.F 0,03659
Anaco	En US\$ MBTU	0,22	0,00	0,01	0,23
Pto Ordaz	En moneda local	Bs.F 0,03432	Bs.F 0,00529	Bs.F 0,00227	Bs.F 0,04189
Pto Ordaz	En US\$ MBTU	0,22	0,03	0,02	0,27

Fuente: ENAGAS, cálculos según referencia obtenida online en <http://www.enagas.gob.ve/info/areasimportancia/preciosytarifas.php>.

#### d) Otros sectores

Aún cuando el uso para generación eléctrica es importante, no existe un valor de referencia por lo que debe asumirse es idéntico al industrial o aún menor.

El programa de GNV se halla entre los planes futuros de PDVSA<sup>35</sup>.

## I. Uruguay

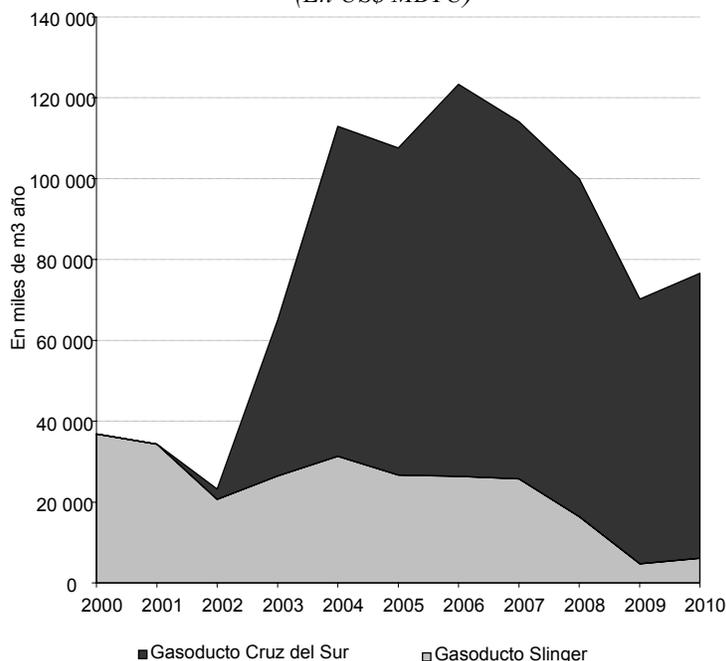
### 1. Breve caracterización del mercado

Uruguay es un país importador neto de gas natural. El sistema de transporte de gas natural del país está compuesto por dos gasoductos. El primero, que entró en operación en 1998, es el Gasoducto Cr. Federico Slinger, también denominado Gasoducto del Litoral. Construido y operado por ANCAP, cruza el río Uruguay desde la República Argentina a través del puente Paysandú-Colón y abastece varias plantas industriales de Paysandú, así como la red de distribución de la misma ciudad operada por Conecta.

El segundo, el Gasoducto Cruz del Sur, se extiende desde las inmediaciones de la ciudad de Buenos Aires, más precisamente Punta Lara (La Plata), hasta la ciudad de Montevideo, abasteciendo también a Colonia, San José de Mayo, Canelones, Pando, Ciudad de la Costa entre otras localidades. Cruza el Río de la Plata a la altura de Colonia y entró en funcionamiento a fines de noviembre de 2002. Abastece algunas plantas industriales del interior, así como la red de distribución de Conecta en Canelones y la red de distribución de Gaseba en Montevideo.

Las cantidades de importación desde la Argentina han sufrido variaciones significativas entre 2002 y 2010.

**GRÁFICO 30**  
**VOLUMEN DE IMPORTACIÓN DE GAS SEGÚN GASODUCTO**  
(En US\$ MBTU)



Fuente: Elaborado con datos de la DNETN, [www.dnetn.gub.uy](http://www.dnetn.gub.uy). Archivo: Copia de importaci%25c3%25b3n+gas+natural+por+gasoducto+%28m3%29.xls.

<sup>35</sup> Cf. Los problemas del programa GNV, en Veneconomía Hemeroteca, [www.veneconomia.com](http://www.veneconomia.com) El programa de uso de gas en transporte data del 2002 y fue suspendido en 2004. Según el Ministerio de Energía y Petróleo (Menpet) se relanzaría en 2009 aunque a la fecha se desconoce el grado de avance real. Véase también nota de PDVSA del 08-09-2006 donde se anuncia el relanzamiento del sistema alterno de combustible para vehículos como parte del programa 2005-2010.

**CUADRO 42**  
**NÚMERO TOTAL DE USUARIOS DE GAS Y MILLONES DE M3/AÑO**  
**FACTURADOS POR LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS**

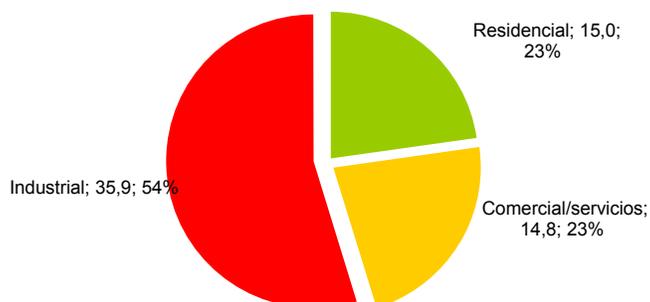
	Montevideo	Paysandú	Conecta Sur	Total GN distribuido
2010 Residencial-Usuarios	40,103	1,404	2,352	43,859
2010 Resto-Usuarios	1,110	61	92	1,263
2010 millones de m3 facturado residencial	18,8	0,4	1,5	21
2011 millones de m3 facturado resto	15,2	1,9	1,8	19

Fuente: Elaborado con datos de la DNETN, www.dnetn.gub.uy. Archivo: Sintesis Clientes Facturación.xls.

Nota: No incluye ventas a grandes industrias en modo interrumpible.

Como se puede observar se trata de un mercado muy reducido y que se compone en un 85% por las ventas en Montevideo, siendo el sector residencial un 47% del mercado de distribución regulada o con transporte contratado en Firme. Se estima que este segmento de distribución representa alrededor del 46% del mercado final, siendo el restante 54% el mercado industrial de grandes usuarios que contratan en modalidad interrumpible<sup>36</sup>.

**GRÁFICO 31**  
**COMPOSICIÓN DEL MERCADO DE CONSUMO FINAL DE GAS EN KTEP**  
**Y PORCENTAJE DEL TOTAL- DATOS AÑO 2008**



Fuente: Elaborado con datos de la DNETN, www.dnetn.gub.uy. Archivo: Copia de matrices+2000+a+2008.xls.

Se infiere del análisis de la evolución del número de usuarios entre 2002 y 2010 y de las cifras presentadas, que el mercado interrumpible se ha visto afectado por la disponibilidad total de gas importado, decreciente desde 2005 a 2009.

## 2. Breve descripción de los principales aspectos del marco regulatorio

En el caso de Uruguay, el marco regulatorio no ha sufrido modificaciones sustantivas entre 2002 y 2010. Las principales variaciones de tarifas se deben al costo del producto de importación, mientras que la metodología de asignación de cargos de transporte y de distribución ha sido establecida en la legislación inicial. Los principales instrumentos legales son:

- Contrato de Concesión Gasoducto Cruz del Sur S.A (celebrado entre el Poder Ejecutivo de la República Oriental del Uruguay, Ministro de Industria, Energía y Minería, por la Ley N° 15.637 y la concesionaria).

<sup>36</sup> Esto se infiere de los datos de los Balances Energéticos del Uruguay y también de la confrontación entre volúmenes de importaciones y cifras publicadas de ventas por parte de las distribuidoras. Ver archivo: Copia de matrices+2000+a+2008.xls. Es explícito en los reportes publicados por la DNETN ya que no reporta ni volumen ni número de usuarios en modalidad interrumpible.

- Resolución 237/002, del 06/02/2002 – acerca de la producción y distribución de gas por cañería- Contrato Gaseba Uruguay S.A.
- Resoluciones con vigencia para cada compañía de distribución.

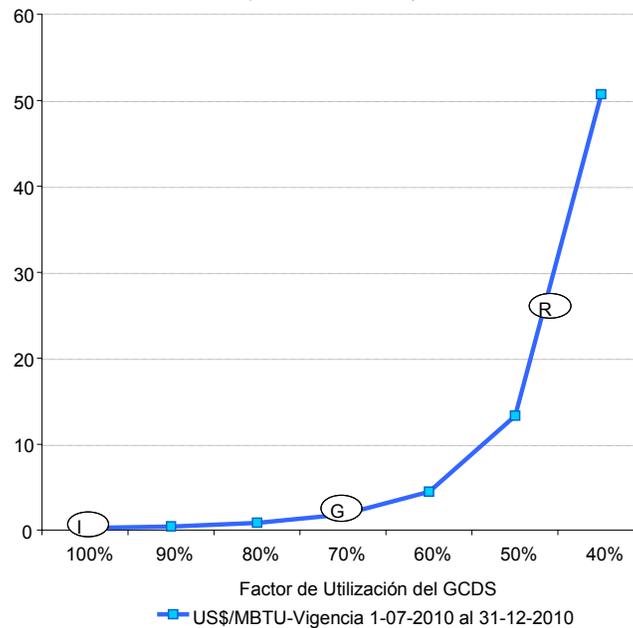
### 3. Acerca de la formación de tarifas a usuarios finales

Las tarifas a usuarios finales sin impuestos son el resultado de la suma del valor del gas importado (G), el costo de transporte definido en los pliegos para cada categoría de usuarios (T), más el margen de distribución (MD). A las tarifas se les agrega el IVA o impuesto al valor agregado (23.6%).

La metodología de cargos imputados a cada categoría se estima tal como se representa en el gráfico siguiente:

- Para usuarios Residencial el costo resulta del cálculo de TF (transporte en Firme) con un factor de utilización del 50% lo que intentaría reflejar el consumo estacional de los usuarios residenciales.
- Para servicios generales el factor de carga es establecido en 70%.
- Para el Industrial en Firme, equivalente al 100% de uso de la capacidad contratada.
- Los usuarios interrumpibles pagan sólo el cargo variable.

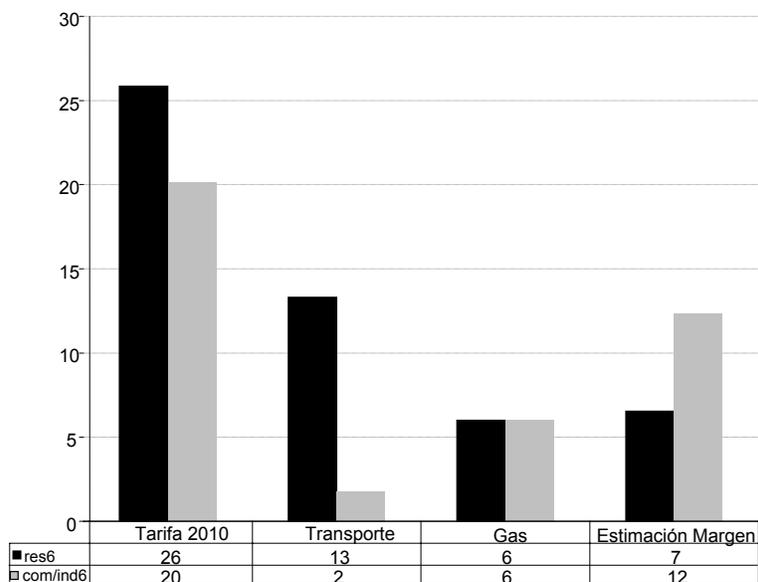
**GRÁFICO 32**  
**INCIDENCIA DEL COSTO DE TRANSPORTE POR TIPO DE USUARIO**  
*(En US\$ MBTU)*



Fuente: Estimaciones propias con los pliegos de tarifas del Gasoducto Cruz del Sur (GCDS).

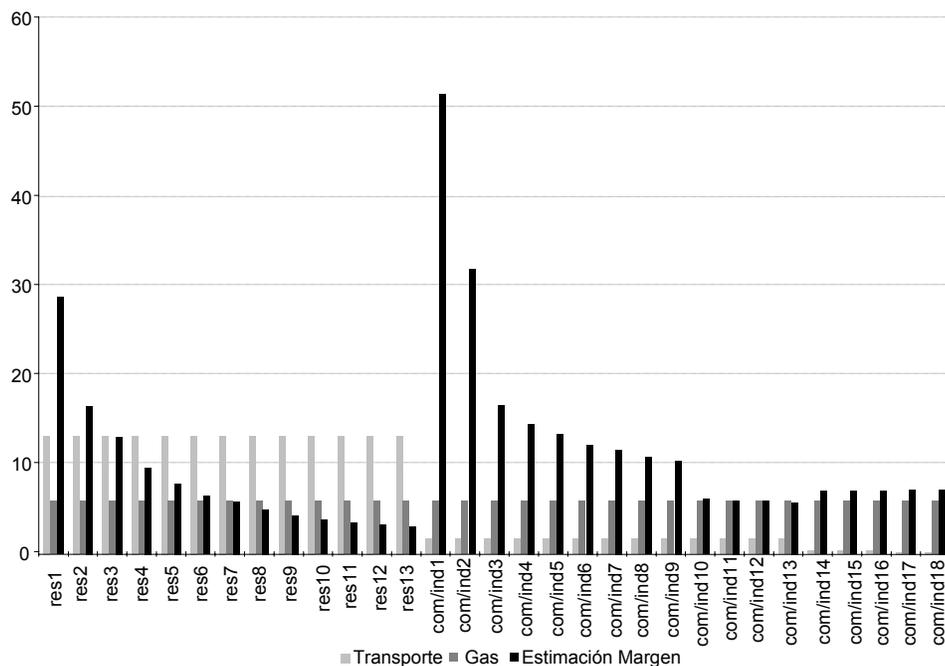
Si se realiza un ejercicio con las tarifas vigentes en 2010 sin impuestos, la composición resulta tal como las dos siguientes gráficas.

**GRÁFICO 33**  
**INCIDENCIA DEL COSTO DE TRANSPORTE, DEL GAS Y DEL MARGEN DE DISTRIBUCIÓN POR TIPO DE USUARIO**  
*(En US\$MBTU)*



Fuente: Estimaciones propias con los pliegos de tarifas del Gasoducto Cruz del Sur (GCDS), tarifas de GASEBA y estimación del precio del gas importado.

**GRÁFICO 34**  
**INCIDENCIA DEL COSTO DE TRANSPORTE, DEL GAS Y DEL MARGEN DE DISTRIBUCIÓN POR TIPO DE USUARIO SEGÚN NIVELES DE CONSUMO**  
*(En US\$ MBTU)*



Fuente: Estimaciones propias con los pliegos de tarifas del Gasoducto Cruz del Sur (GCDS), tarifas de GASEBA y estimación del precio del gas importado.

Los niveles medios de consumo detectados para cada una de estas múltiples categorías se presentan en el cuadro 44.

**CUADRO 43**  
**ESTIMACIÓN DE CONSUMOS MEDIOS POR CATEGORÍA DE USUARIO Y COMPONENTES**  
**DE LA TARIFA FINAL SIN IMPUESTOS. VALORES ESTIMADOS AÑO 2010**

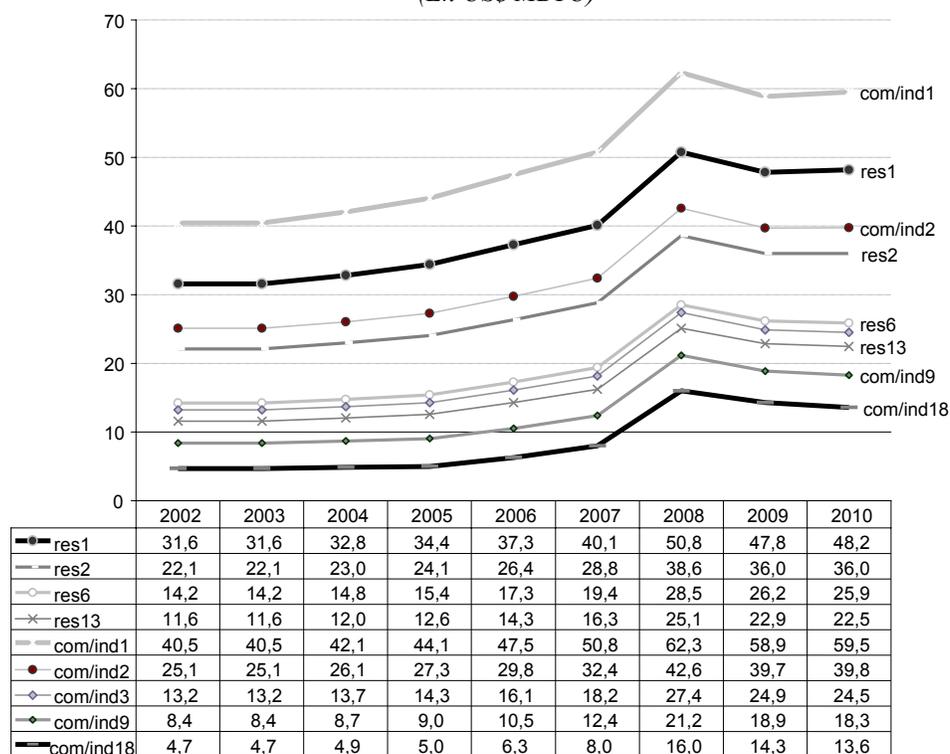
Categoría	Consumo de referencia M3 mes	Tarifa 2010 (US\$ MBTU)	Transporte(US\$ MBTU)	Gas(US\$ MBTU)	Estimación Margen(US\$ MBTU)
res1	10	48,2	13,3	6,0	28,9
res2	18	36,0	13,3	6,0	16,7
res3	24	32,5	13,3	6,0	13,2
res4	36	29,0	13,3	6,0	9,7
res5	48	27,3	13,3	6,0	8,0
res6	66	25,9	13,3	6,0	6,5
res7	78	25,3	13,3	6,0	6,0
res8	108	24,4	13,3	6,0	5,1
res9	151	23,7	13,3	6,0	4,4
res10	217	23,2	13,3	6,0	3,9
res11	301	22,9	13,3	6,0	3,6
res12	422	22,6	13,3	6,0	3,3
res13	602	22,5	13,3	6,0	3,2
com/ind1	48	59,5	1,8	6,0	51,8
com/ind2	96	39,8	1,8	6,0	32,0
com/ind3	422	24,5	1,8	6,0	16,7
com/ind4	783	22,5	1,8	6,0	14,7
com/ind5	1205	21,2	1,8	6,0	13,4
com/ind6	1807	20,1	1,8	6,0	12,3
com/ind7	2410	19,6	1,8	6,0	11,8
com/ind8	4819	18,7	1,8	6,0	10,9
com/ind9	9639	18,3	1,8	6,0	10,5
com/ind10	18072	14,0	1,8	6,0	6,2
com/ind11	48193	13,9	1,8	6,0	6,1
com/ind12	102410	13,8	1,8	6,0	6,0
com/ind13	180723	13,6	1,8	6,0	5,8
com/ind14	421687	13,6	0,4	6,0	7,2
com/ind15	783133	13,6	0,4	6,0	7,2
com/ind16	1506024	13,6	0,4	6,0	7,1
com/ind17	3012048	13,6	0,2	6,0	7,3
com/ind18	6024096	13,6	0,2	6,0	7,3

Fuente: Estimaciones propias con los pliegos de tarifas del Gasoducto Cruz del Sur (GCDS), tarifas de GASEBA y estimación del precio del gas importado.

#### 4. Evolución de las tarifas finales 2002-2010

Asumiendo que los valores de los cargos de transporte y distribución se hallan definidos en las concesiones y pliegos vigentes para cada año, las estadísticas publicadas permiten reconstruir la evolución de las tarifas finales sin impuestos para las principales categorías de consumidores a lo largo de todo el período.

**GRÁFICO 35**  
**TARIFAS DE GAS SIN IMPUESTOS PARA MONTEVIDEO, PERÍODO 2002-2006**  
(En US\$ MBTU)



Fuente: Estimaciones propias con datos de tarifas de GASEBA.

Nota: Datos planilla precio medio mensual de gas natural montevideo para cuentas tipo sin impuestos (US\$/10<sup>6</sup> kcal) (precios corrientes) convertidos a US\$ MBTU poder calorífico 9300 kcal m<sup>3</sup> o coeficiente 0,252.

Se puede observar que hasta 2004 las tarifas se han mantenido casi fijas, incrementándose con fuerza a partir de 2007, para continuar luego reflejando básicamente los valores de importación del gas dato que no es publicado.



### III. Síntesis de los resultados

#### A. Situación actual<sup>37</sup>

Con base en la investigación realizada y las estimaciones de datos para cada país se presenta seguidamente una síntesis de resultados que reflejan tanto la disparidad de tarifas, como de tamaño y desarrollo de los mercados de gas natural.

**CUADRO 44**  
**TAMAÑO DEL MERCADO Y TARIFAS ESTIMADAS**  
**IMAGEN SITUACIÓN ACTUAL CON DATOS ESTIMADOS**  
*(En MMm3/día y en US\$d/MBTU)*

País	Tamaño del mercado interno (en Milones de m3 por día)						
	Residencial	Comercial	Industrial y Petroquímico	Centrales Eléctricas	GNC-Vehicular	Otros	Total
Argentina	25,0	3,8	34,8	36,7	7,8	3,2	111,3
Bolivia	0,1	0,1	1,8	2,9	1,2		6,1
Brasil	0,8	0,6	34,8	15,2	5,5	0,7	57,6
Chile (2004)	1,3		3,2	17,5	0,1		22,0
Colombia	2,7	1,3	5,9	7,9	2,2		20,0
Ecuador				s/d			
Perú	0,02	0,02	2,31	6,61	1,13		10,09
Venezuela	2,8		30,3	14,9		6,8	54,8
Uruguay	0,00	0,00	0,00				0,0
Variabilidad (Desvío estándar/promedio)	209%	150%	113%	77%	101%	87%	106%

País	Tarifas (Valores aproximados)- Expresados en US\$d por MBTU						
	Residencial	Comercial	Industrial y Petroquímico	Centrales Eléctricas	GNC-Vehicular	Otros (Petroquímica)	Media ponderada por mercados (Final)
Argentina	1,52	2,7	3,01	3,01	9		3,1

(continúa)

<sup>37</sup> La situación caracterizada corresponde en general a la información del año 2009 o al último dato disponible a la fecha de elaboración del estudio.

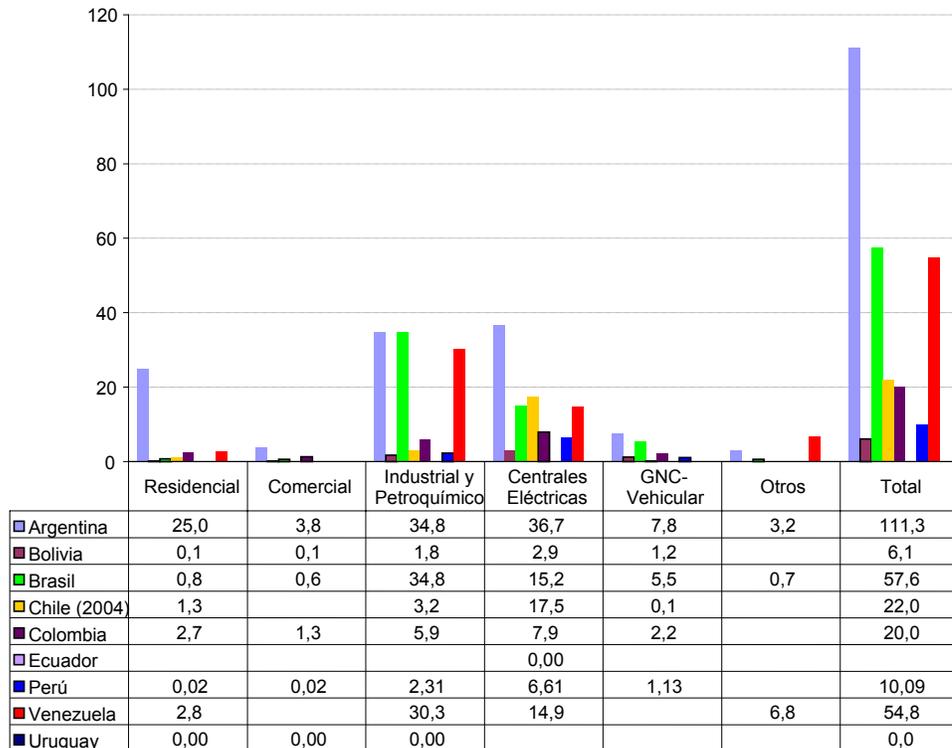
Cuadro 44 (conclusión)

País	Tarifas (Valores aproximados)- Expresados en US\$d por MBTU						Media ponderada por mercados (Final)
	Residencial	Comercial	Industrial y Petroquímico	Centrales Eléctricas	GNC-Vehicular	Otros (Petroquímica)	
Estado Plurinacional de Bolivia	5,37	5,31	1,7	1,7	10		3,4
Brasil	54	36	13	4,1	14,5		11,4
Chile	33						
Colombia	8	8,5	4,5	3,8	20,5		6,7
Ecuador							
Perú	7,31	8,93	5	3,0	3,11		3,5
República Bolivariana de Venezuela	1,46	1,46	0,49	0,49		0,37	0,5
Uruguay	25,9	20,1	7,3				14,4
Variabilidad (Desvío estándar/promedio)	111%	104%	84%	51%	57%		82%

Fuente: Estimaciones propias con base a los datos presentados en el capítulo 2. Valores dominantes en los mercados aproximados.

Nota: En el caso de Chile se adopta el tamaño de 2004 dado que por las restricciones de oferta de gas desde 2005 a 2009 se ha visto reducido, aunque en el futuro alcanzaría esas dimensiones con la entrada de GNLQ en el segundo semestre de 2009 y Mejillones en 2012 o mas adelante.

**GRÁFICO 36**  
**TAMAÑO ESTIMADO DEL MERCADO DE GAS DE LOS PAÍSES DE AMÉRICA DEL SUR**  
*(En millones de m<sup>3</sup>/día)*



Fuente: Estimaciones propias con base a los datos presentados en el capítulo 2. Valores dominantes en los mercados aproximados.

El análisis de las causas de tales discrepancias de valores radica en una multiplicidad de factores que abarcan desde las formas y fechas de desarrollo de los mercados, como su tamaño, diversificación, posición de país autoabastecido, exportador o importador neto, estructura institucional, marcos regulatorios y filosofías respecto a los instrumentos de política energética y de precios.

En el siguiente cuadro se caracteriza la situación de cada país de un modo muy general.

**CUADRO 45**  
**CARACTERIZACIÓN DE LOS MERCADOS DE GAS EN AMÉRICA DEL SUR**

Pais	Autoabastecido	Importador neto (más de 40% de mercado)	Exportador neto (más de 50% de la producción)	Precios con regulación según costos de oportunidad	Política de precios administrados en Mercado Interno	Activos privatizados	Sistema principal incipiente o con desarrollo inferior a los 15 años	Ranking en tamaño regional mercado interno	Ranking en tarifa media ponderada mercado interno (tarifa mas baja)
Argentina	X				X	X		1	2
Bolivia			X		X			7	3
Brasil		X		X			X	2	6
Chile (2004)		X		X			X	4	s/d
Colombia	X			X		X		5	5
Ecuador	X				X			9	s/d
Perú	X				X		X	6	4
Venezuela	X				X			3	1
Uruguay		X		X			X	8	7

Fuente: Elaboración propia.

Nota: Argentina importa gas de Bolivia y vía GNL desde 2009 pero estas importaciones representan aún cerca del 10% del mercado. Colombia por su parte exporta a Venezuela pero se trata de cantidades marginales como importaciones para el último y cerca del 15% del mercado para Colombia. Perú sería exportador de GNL a partir de 2011, con cerca del 40% de sus reservas destinadas a tal fin.

Se observan así situaciones muy disímiles:

Argentina, Perú, Bolivia y Venezuela han sido países autoabastecidos que han aplicado durante la mayor parte del período 2000-2010 políticas de precios administradas con diferenciación importante en el precio de sus tarifas y con diversos criterios de segmentación de mercados. Aunque las diferencias entre ellos son aún múltiples presentan algunos rasgos comunes como el hecho de fijar precios internos sin referencia a los del mercado internacional o a los propios valores regionales de exportación. Sin embargo en Perú el desarrollo de la industria es incipiente y las reglas de mercado administrado se aplican sólo a los lotes actuales de Camisea y su contrato inicial (Lote 88). Venezuela tiene un muy antiguo desarrollo de uso del gas pero a partir, en su mayor parte, de gas asociado, cuya distribución ha sido planteada fundamentalmente vía transformación en GLP para el mercado domiciliario. Cuenta además con dos sistemas claramente diferenciados como lo son el de Oriente y Occidente. Por el contrario en Argentina el desarrollo de redes es muy vasto y su explotación privada deviene de un previo desarrollo de una industria estatal.

En el caso de Bolivia el desarrollo del mercado interno no había sido considerado como prioritario sino hasta las nuevas definiciones de política del año 2006 y, aún hoy, el énfasis en el mercado externo es una necesidad por su impacto global sobre la economía.

En el caso de Brasil por su parte, se presenta una situación mixta en tanto es un país productor e importador, pero los precios internos guardan referencia a los del mercado internacional o aún son superiores cuando se incluye el transporte.

Chile y Uruguay son casos de importadores netos que desarrollaron sus mercados sobre supuestos de abastecimiento de gas de Argentina vía gasoductos y que deberán desarrollar sus

mercados vía GNL, pero con magnitudes incommensurables entre ellos, en tanto la Argentina se ha convertido también en importador marginal.

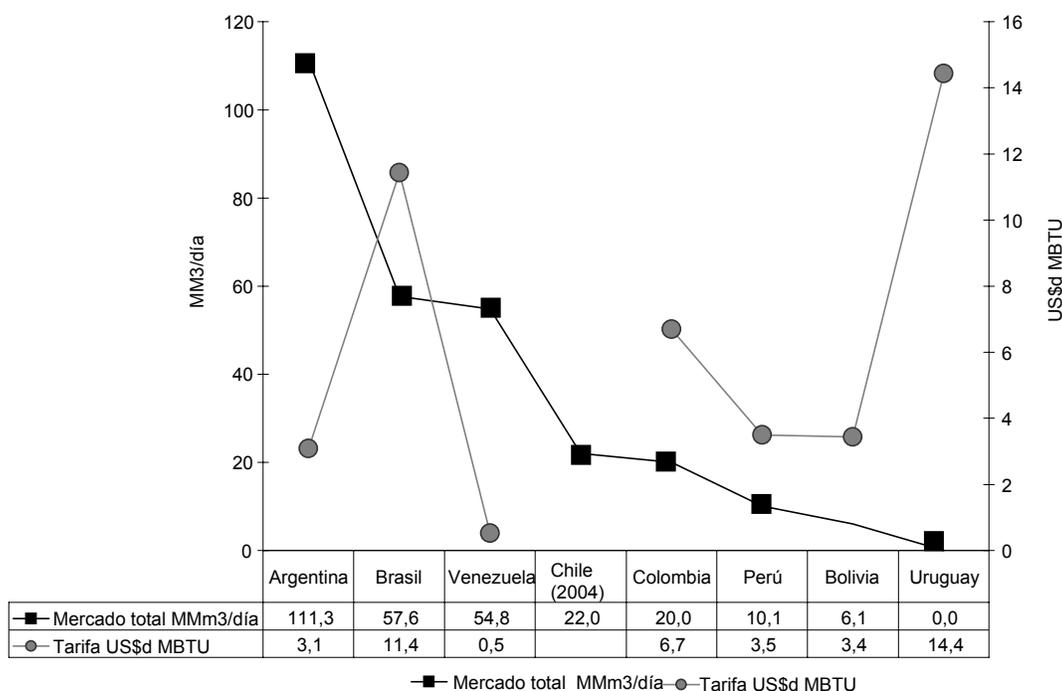
Ecuador ha explotado el gas a partir del anterior esquema de legislación petrolera y su uso se ha limitado a la generación eléctrica en un caso de integración de actividades entre productor y generador, situación que se halla en transición tras los cambios en la legislación sobre hidrocarburos.

Colombia es un país autoabastecido, con un desarrollo de un sistema antiguo y otro mas reciente y que ha aplicado en el sector, de modo progresivo una política de precios internos vinculada a precios internacionales. Sin embargo parte del desarrollo se debió al accionar de su empresa estatal cuando de modo indirecto financió el sistema de transporte del interior del país aunque luego se privatizaron estos activos.

A su vez en cada uno de estos países el gas representa una proporción muy distinta en el total de la matriz de energía. Si a ello se suman los cambios en la regulación del sector en cada país, se vuelve comprensible hallar tal multiplicidad de valores para las tarifas aplicadas en cada caso.

Desde el punto de vista de la correlación entre tarifas medias ponderadas (resultante de los valores vigentes hacia 2010 para cada tipo de consumidor en cada caso, según volúmenes consumidos respecto del total ) y el tamaño de del mercado de cada país, no puede establecerse tampoco una regla uniforme (gráfico 35).

**GRÁFICO 37**  
**TARIFA MEDIA PONDERADA Y TAMAÑO DEL MERCADO TOTAL DE CADA PAÍS**



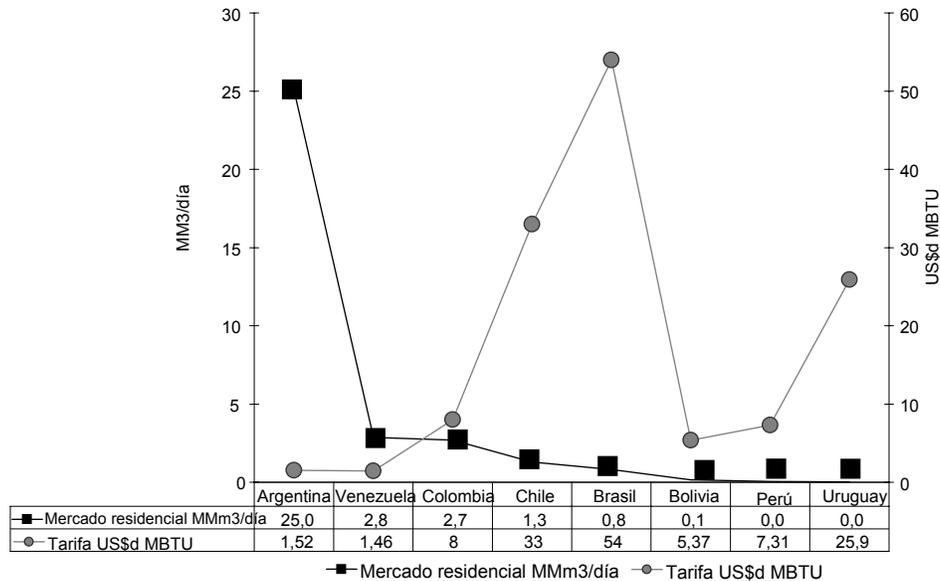
Fuente: Estimaciones propias.

Nótese que de los datos presentados no se podría inferir en que medida tanto precios excesivamente altos como en los casos de Brasil y Uruguay, o excesivamente bajos como el de Venezuela, han sido barreras para un mayor desarrollo del uso y desarrollo del gas, ni tampoco es posible inferir cual es el valor que, sin hallarse por debajo de los costos económicos, permitiría un desarrollo adecuado de los mercados. No sólo se halla el tema de los precios relativos del gas respecto a sus sustitutos-más allá de los valores de las tarifas y precios del gas- sino una multiplicidad de factores adicionales que hacen a la disponibilidad de recursos, estrategias empresariales, políticas de desarrollo de los recursos energéticos (sean o no potenciales), disponibilidad de financiamiento y

enfoque de políticas macroeconómicas y energéticas. A pesar de ello esta claro que tanto valores muy bajos como excesivamente altos parecen indicar ser un obstáculo si se desea incrementar el uso de este producto energético.

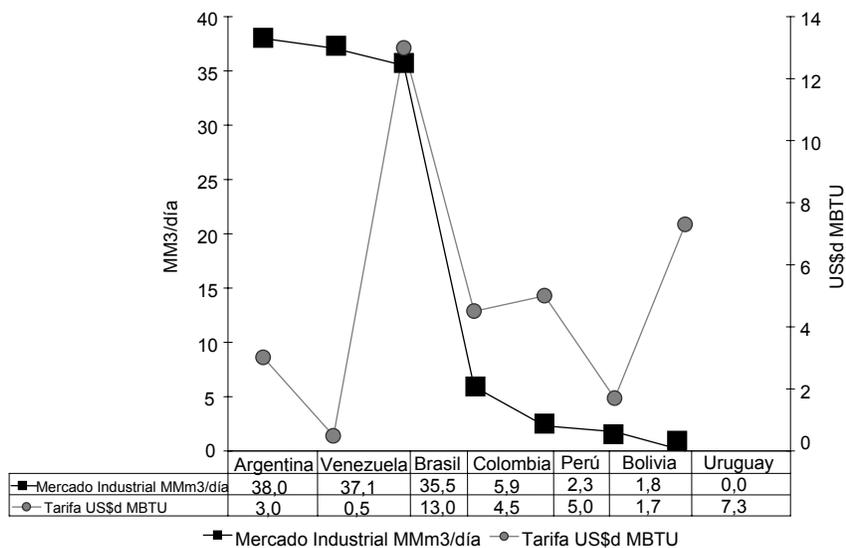
Las diferencias entre tarifas y precios del gas al consumidor y el tamaño de los respectivos mercados, se refleja aún con mayor profundidad cuando se consideran los diversos sectores de consumo (gráficos 36 al 38).

**GRÁFICO 38**  
**TARIFA ESTIMADA PARA USUARIOS RESIDENCIALES Y TAMAÑO DEL MERCADO TOTAL DE CADA PAÍS**



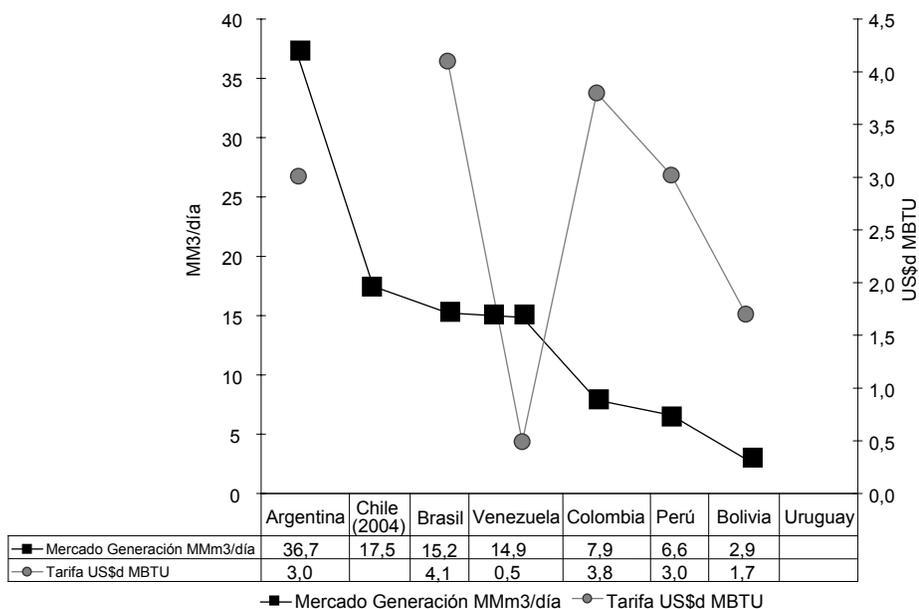
Fuente: Estimaciones propias.

**GRÁFICO 39**  
**TARIFA ESTIMADA PARA USUARIOS INDUSTRIALES Y TAMAÑO DEL MERCADO TOTAL DE CADA PAÍS**



Fuente: Estimaciones propias.

**GRÁFICO 40**  
**TARIFA ESTIMADA PARA GENERADORES ELÉCTRICOS Y TAMAÑO DEL MERCADO TOTAL DE CADA PAÍS**



Fuente: Estimaciones propias.

Del análisis de estos gráficos y los valores presentados como estimaciones, se deduce que la menor dispersión se halla en el mercado de generación eléctrica, aún cuando tampoco en este caso se presenta un panorama homogéneo.

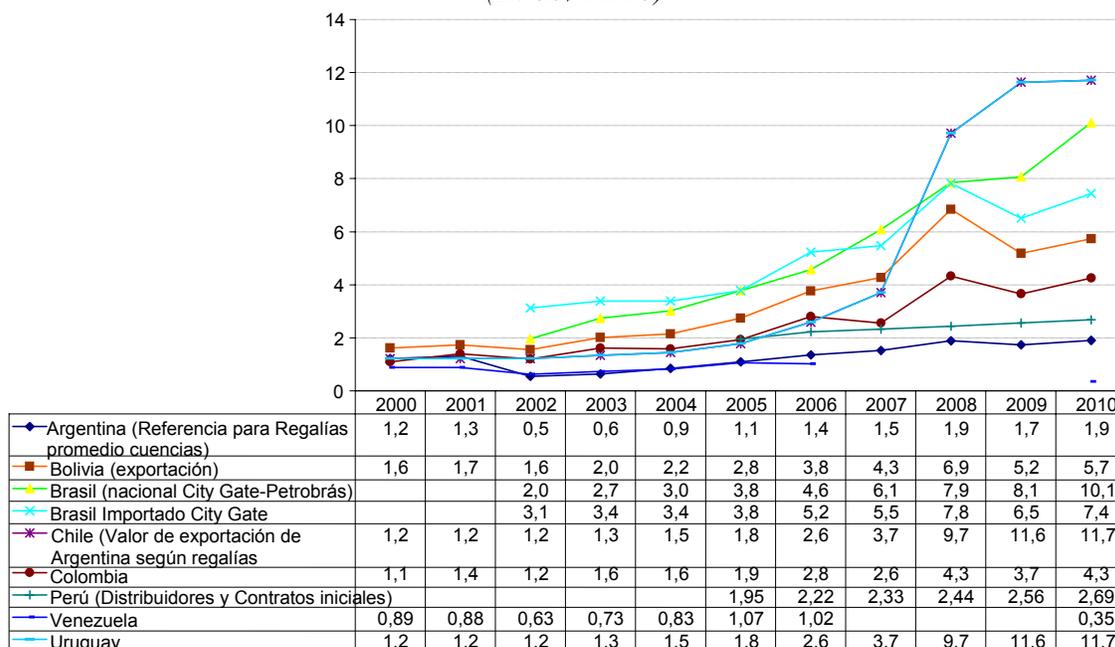
## B. Síntesis de evolución histórica

### 1. Precios del gas en boca de pozo

Como se ha podido observar no resulta sencillo hablar de un solo valor del costo del gas natural en boca de pozo. Ello debido tanto a la ausencia en algunos casos de desglose de tarifas de gas y de transporte de forma nítida (caso Brasil), o bien porque aún el precio del gas en boca de pozo puede hallarse regulado para distintos mercados de consumo. Como ello ha sido presentado en el análisis de casos de cada país, aquí se intenta presentar la evolución de estos precios desde 2000 a 2010 según los valores más representativos y que suelen determinar la formación de las tarifas en un mayor grado de acuerdo a los mercados servidos. Por otra parte no es posible reconstruir una serie de precios ponderados debido a la ausencia o discontinuidad de la información disponible.

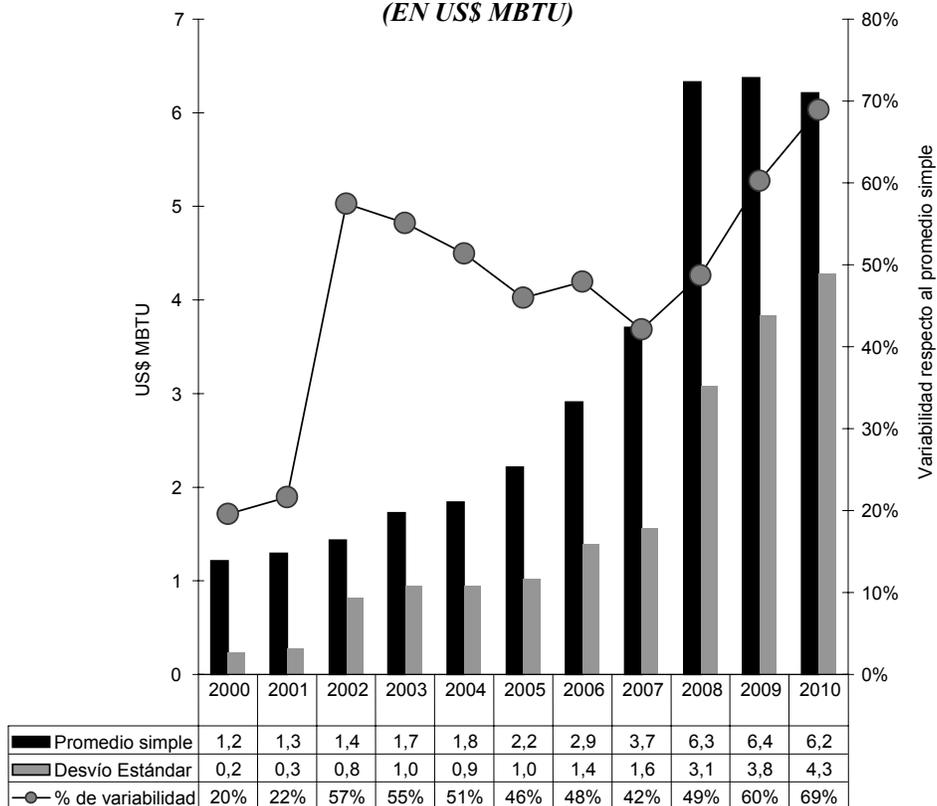
A pesar de ello, los datos presentados en el siguiente gráfico muestran como, tras el nuevo escenario de precios internacionales el grado de dispersión entre los valores ha aumentado.

**GRÁFICO 41**  
**ESTIMACIONES DE LOS PRECIOS DEL GAS EN BOCA DE POZO 2000-2010**  
*(En US\$ MBTU)*



Fuente: Estimaciones propias.

**GRÁFICO 42**  
**ESTIMACIONES DE LOS PRECIOS DEL GAS EN BOCA DE POZO VALORES MEDIOS EN LA SERIE 2000-2010 Y COEFICIENTES DE VARIABILIDAD**  
*(EN US\$ MBTU)*

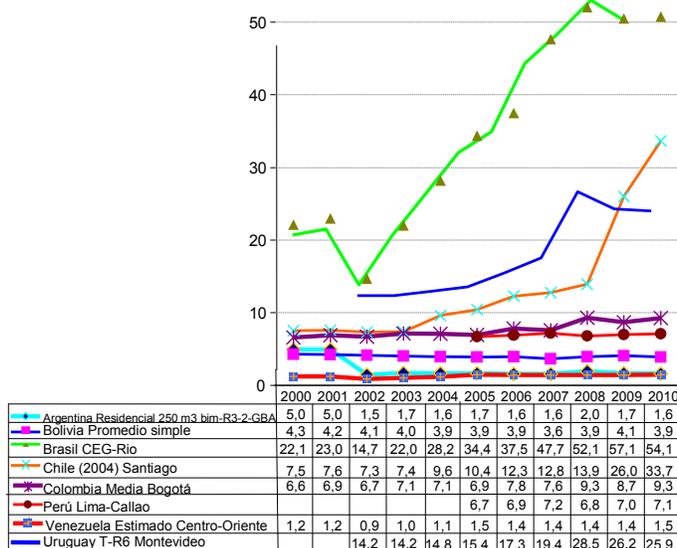


Fuente: Estimaciones propias.

## 2. Tarifas residenciales

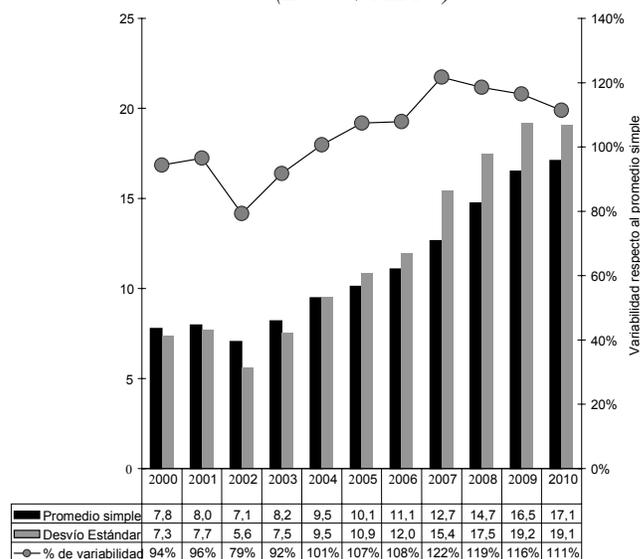
La dispersión de valores de tarifas para el sector residencial, asimilable también para el caso de servicios y comercios, era ya considerable en el año 2000 principalmente por los casos extremos de Venezuela y Brasil. Sin embargo, cuando se excluyen estos casos, el valor del promedio simple se ubicaba en el orden de los 5,8 US\$ por MBTU con una variabilidad de sólo 25%. La situación diferenciada de respuestas de políticas de precios después de 2005 entre países autoabastecidos y con excedentes exportables y aquellos otros importadores netos, ensanchó la brecha entre valores de referencia incrementándose la variabilidad a un 70- 96% aún excluyendo los casos extremos mencionados.

**GRÁFICO 43**  
**ESTIMACIONES DE LAS TARIFAS DE GAS PARA USUARIOS RESIDENCIALES,**  
**PERÍODO 2000-2010**  
*(En US\$ MBTU)*



Fuente: Estimaciones propias.

**GRÁFICO 44**  
**ESTIMACIONES DEL VALOR MEDIO DE LA TARIFA DE USUARIOS RESIDENCIALES**  
**PERÍODO 2000-2010 Y COEFICIENTES DE VARIABILIDAD**  
*(En US\$ MBTU)*



Fuente: Estimaciones propias.

### 3. Tarifas industriales

Las tarifas para el sector industrial, se hallan referidas a grandes industrias. El grado de dispersión, elevado ya a comienzos del período, se incrementó tras la emergencia del nuevo escenario de precios internacionales después de 2004, la crisis del gas en Argentina y la previa pesificación ocurrida en 2002.

Países autoabastecidos y con políticas de reflejar esta posición exportadora o de supuesta abundancia de reservas como Venezuela y Bolivia, se caracterizaron desde el comienzo por la aplicación de precios internos desvinculados de toda referencia internacional y con miras a favorecer a los usuarios internos. En el caso de Argentina los precios a industrias reflejaban tanto el bajo costo del gas en el 2000-2001, como el diseño de una política de monetización de reservas aplicada tras las privatizaciones.

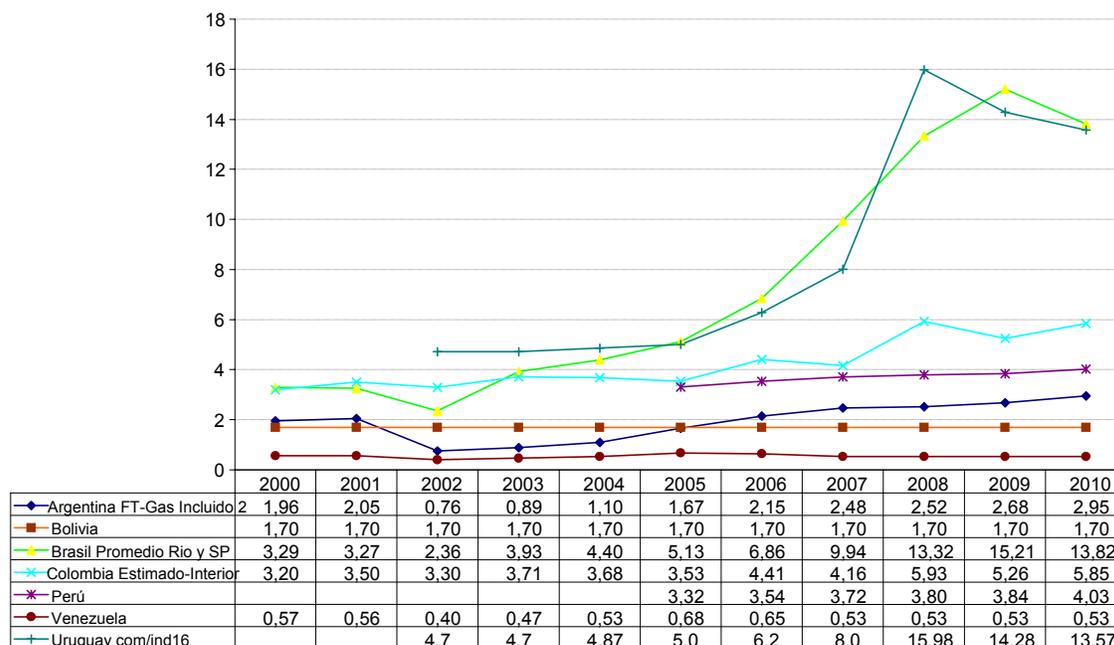
Para países como Brasil, Chile y Uruguay, el precio de referencia estaba dado por las importaciones sea de Bolivia o de Argentina.

Por consiguiente la evolución posterior se explica por el hecho de que estos últimos países debieron enfrentar fuertes incrementos en el precio del gas importado.

Por su parte, en el caso de Colombia, la política fue definida en base a costos económicos con señales alineadas al ajuste de los precios internacionales a pesar de tratarse de precios regulados.

En el caso de Argentina la evolución se explica por la devaluación del 2002, la pesificación entre 2002 y 2004 y la serie de ajustes ad hoc tras la crisis de 2004.

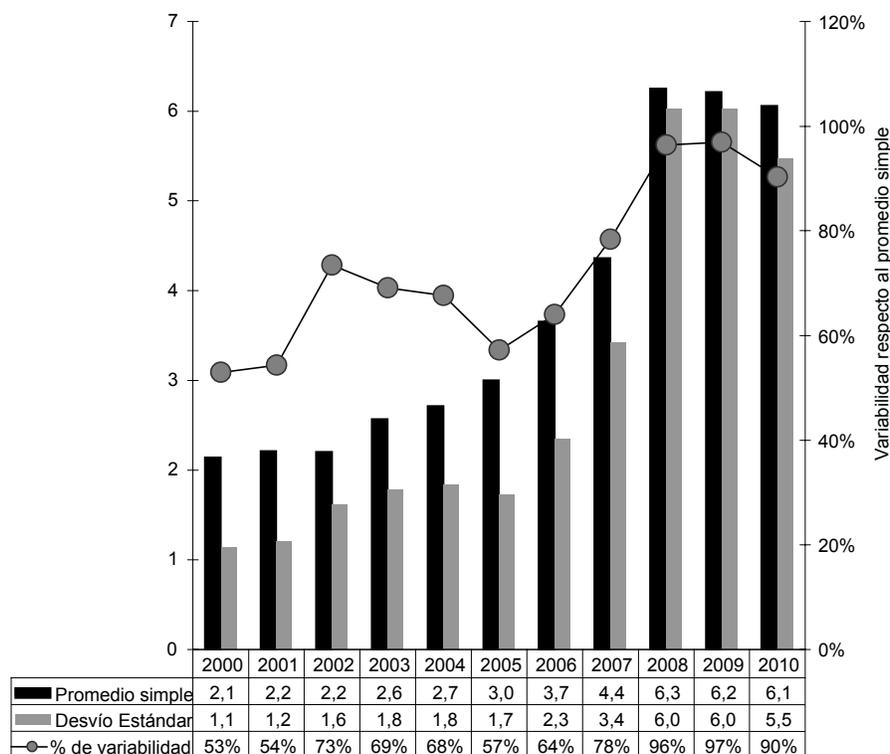
**GRÁFICO 45**  
**ESTIMACIONES DE LAS TARIFAS DE GAS PARA USUARIOS INDUSTRIALES**  
**PERÍODO 2000-2010**  
(En US\$ MBTU)



Fuente: Estimaciones propias.

De este modo el precio promedio simple que se ubicaba en poco más de US\$d MBTU 2 en 2000-2001 con una variabilidad máxima del orden del 50% (37% si se excluye Venezuela), llegó a un valor del orden de los US\$d MBTU 6, pero con una variabilidad del 90% en 2010.

**GRÁFICO 46**  
**ESTIMACIONES DEL VALOR MEDIO DE LA TARIFA DE USUARIOS INDUSTRIALES**  
**PERÍODO 2000-2010 Y COEFICIENTES DE VARIABILIDAD**  
*(En US\$ MBTU)*

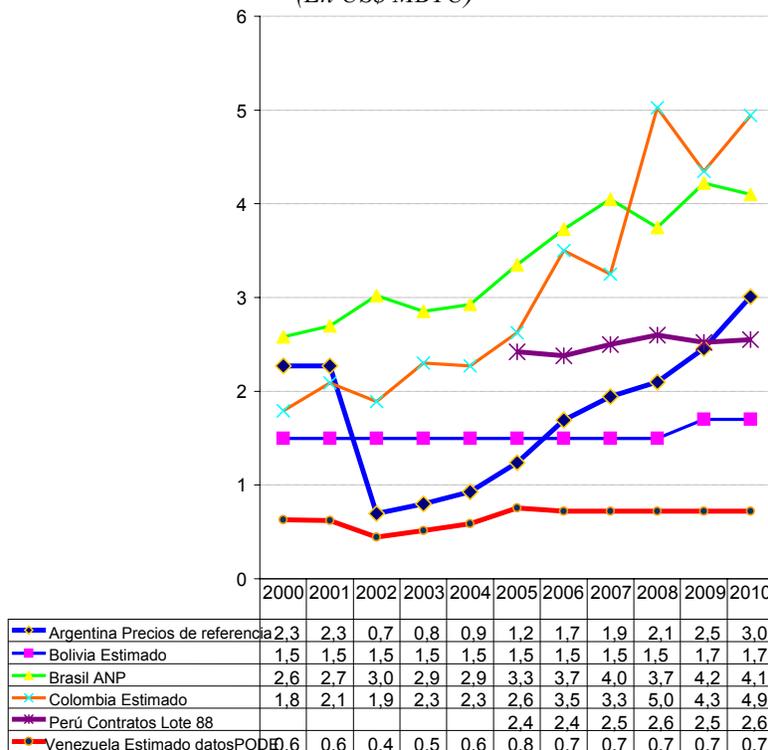


Fuente: Estimaciones propias.

#### 4. Tarifas generación EE

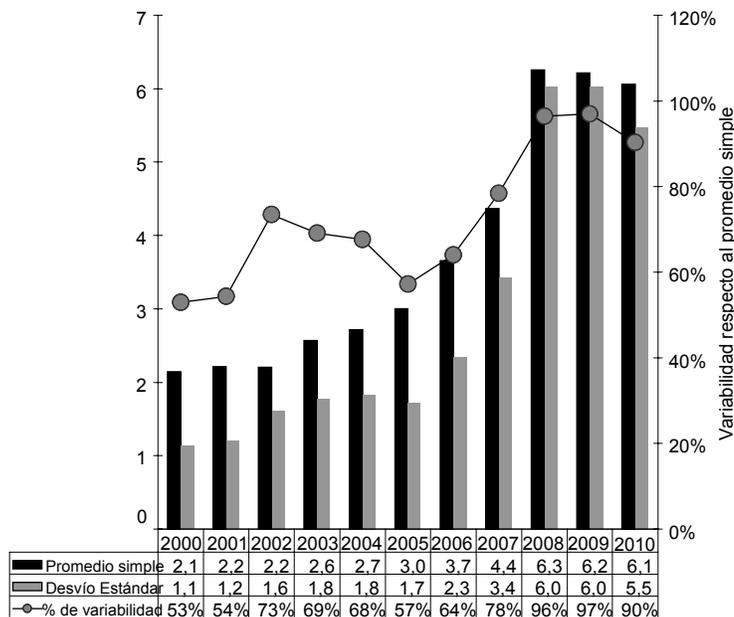
En el caso del costo del gas para generadores eléctricos, la dispersión inicial (Ej. 2001), era relativamente baja, si se excluyen los casos de Bolivia y Venezuela. Los factores enunciados para el caso de las tarifas industriales, explican también la dispar evolución de los costos del gas para generación eléctrica a partir de 2004-2005. De este modo el coeficiente de variabilidad se incrementó en casi un 100%, aún cuando el espectro entre costos mínimo y máximo, en este caso, es el que presenta la menor amplitud en 2010. Con todo dicho espectro alcanza aún valores impresionantes del orden de 7 veces (ej. Venezuela Vs. Colombia-Brasil).

**GRÁFICO 47**  
**ESTIMACIONES DE LAS TARIFAS DE GAS PARA GENERADORES ELÉCTRICOS**  
**PERÍODO 2000-2010**  
*(En US\$ MBTU)*



Fuente: Estimaciones propias.

**GRÁFICO 48**  
**ESTIMACIONES DEL VALOR MEDIO DE LA TARIFA PARA GENERADORES ELÉCTRICOS, PERÍODO 2000-2010 Y COEFICIENTES DE VARIABILIDAD**  
*(En US\$ MBTU)*



Fuente: Estimaciones propias.



## **IV. Propuesta de formulario de relevamiento semestral de datos para estimar tarifas de gas natural**

### **A. Fundamentación**

Como se ha manifestado en el presente documento, la recopilación de series históricas de precios y tarifas de las distintas componentes del valor final pagado por los distintos usuarios de gas natural en América del Sur, es una tarea que ha requerido recurrir a múltiples instancias de fuentes de información, muchas veces demasiado heterogéneas. Tal hecho se deriva de que, en la mayor parte de los casos, no existe una información centralizada que presente el conjunto de elementos necesarios para reflejar de un modo correcto ni la certera evolución de dichos precios y tarifas, ni una comparación homogénea de datos, sea ello dentro de cada país o bien cuando se pretende comparar valores entre países.

En tal sentido, el trabajo aquí presentado es un primer intento de lograr una imagen que abarque el amplio espectro de situaciones que conforman la formación de los valores de las tarifas y precios pagados por los usuarios de diversas categorías en cada país y en toda la región, incluyendo aquellos elementos que permiten, a su vez, caracterizar los principales mercados.

En consecuencia en el siguiente punto se trata de los aspectos de la información que debería ser relevada en cada caso para mejorar, en el futuro, la captura de datos básicos. Dicha información permitiría no sólo ampliar el espectro de situaciones específicas que hacen a la diversidad en cada país, sino también establecer bases más sólidas para efectuar las comparaciones entre países.

## B. Propuesta de formato

### 1. Borrador de formato a ser adecuado en cada país

Gas en Boca de Pozo							
Precio de realización del gas expresado en moneda local							
Precio de Cuenca 1	Cantidad de gas Cuenca 1	Precio de Cuenca 2	Cantidad de gas Cuenca 2	.....	Precio de Cuenca n	Cantidad de gas Cuenca n	Precio medio Nacional
Valor Moneda Local ( por m3)	Millones de m3 día (MCD)						
Valor en US\$ MBTU	Millones de m3 día (MCD)						Precio medio del gas en boca de pozo
Tipo de cambio medio utilizado							
Tarifas de Transporte							
Valor de la tarifa en moneda local por m3 transportado desde cuenca a destino y en US\$ MBTU		Cantidad transportada desde cuenca/campo/Lote a destino (MCD)					Costo medio de transporte US\$ MBTU
Destino							
Ciudad 1							T media a C1
Ciudad 2							T media a C2
Ciudad 3							T media a C3
Tarifas de Distribución							
Valor de la tarifa en moneda local por m3 distribuido y en US\$ MBTU		Cantidad vendida(MCD)					Margen de Distribución US\$ MBTU
Ciudad 1							MDR C1
Ciudad 2							MDR C2
Ciudad 3							MDR C3
Ciudad 1							MDC C1
Ciudad 2							MDC C2
Ciudad 3							MDC C3
Ciudad 1							MDPI-C1
Ciudad 2							MDPI-C2
Ciudad 3							MDPI-C3
Ciudad 1							MD GI-C1
Ciudad 2							MD GI-C2
Ciudad 3							MD GI-C3
Ciudad 1							MD GEE-C1
Ciudad 2							MD GEE-C2
Ciudad 3							MD GEE-C3
Impuestos							
% aplicado (o valores fijos en moneda local y US\$d por MBTU)							
Ciudad 1							
Ciudad 2							
Ciudad 3							
Ciudad 1							
Ciudad 2							
Ciudad 3							
Ciudad 1							
Ciudad 2							
Ciudad 3							
Ciudad 1							
Ciudad 2							
Ciudad 3							

Nota: Borrador a ser adecuado en cada país.

## 2. Características del instructivo

1. Para determinar el Precio del Gas en Boca de Pozo (componente G), promedio a nivel país se considerará el precio regulado o dominante en el mercado en cada cuenca.

Si el gas fuera además de origen importado deberá indicarse en una columna adicional. Los datos deberían ser expresados en m<sup>3</sup> de 9300 kcal o bien indicar en cada caso el valor calórico indicado para las transacciones entre productor o productores y compradores.

El precio ponderado debería resultar de los volúmenes transportados desde cada cuenca, campo o lote según denominación en cada país.

Si en algún caso el precio incluye transporte deberá indicarse, siendo recomendable la discriminación del precio en componentes G y T.

La conversión de moneda local a valores en US\$ por MBTU se hará con base al poder calórico por m<sup>3</sup> de gas en cada caso y utilizando la tasa de cambio vigente como promedio en cada semestre según los datos oficiales de cada país.

Si existe alguna instancia de impuestos que a diferencia de las regalías sea pagado por el usuario deberá cargarse por separado en la sección de impuestos.

En caso de haber regulaciones distintas para el precio del gas en boca de pozo pagado o imputado a cada tipo de usuario, deberá indicarse en anexo separado.

Ej. Gas para Distribuidoras, para generadores, Industrias, GNV, otros casos específicos.

2. Las Tarifas de Transporte (componente T) deben ser indicadas según vigencia en los contratos o pliegos de tarifas de los transportistas según clientes tipificados (Ej. Usuarios residenciales, servicios, industrias firme en distribución o firmes en Transporte, valor tarifa interrumpible, etc.

A su vez deben ser calculadas desde puntos de recepción y entrega ( Cuenca 1 a Ciudad 1, etc.)

La conversión de tarifas medias por metro cúbico (MC o mc) deben efectuarse utilizando idéntica tasa de cambio y equivalencia calórica.

La tarifa media T para cada categoría de consumidor debe ser calculada como promedio ponderado del gas despachado desde cada cuenca (campo o lote) a cada centro de consumo (Ciudad 1 o C1).

3. Los Márgenes de Distribución (componente MD), se refieren a los cargos por distribución que aplica el responsable de la distribución en cada ciudad de cada país para cada tipo de cliente, siendo aconsejable se incluya en el mismo el margen de comercialización si es que aplica.

El Margen medio nacional, tarifa o cargo de distribución (incluyendo la componente comercialización), para cada categoría de consumidor debe ser calculado como promedio ponderado del gas vendido en cada Ciudad 1 o C1 a cada categoría de usuario.

La conversión de tarifas medias por metro cúbico (MC o mc) deben efectuarse utilizando idéntica tasa de cambio y equivalencia calórica.

4. Los Impuestos, por lo general representan un porcentaje (%) fijo aplicado al valor de la factura (en este caso por cada unidad vendida sea mc o MBTU), como lo es el IVA, IGV u otros indirectos que pueden existir además de estos. En caso de haber sumas fijas se indicaran en un anexo aparte indicando su valor y concepto.

5. Requerimiento de indicativo de pliegos tarifarios vigentes y valor medio de las facturas a usuarios regulados. A fin de contar con elementos de control de la calidad de la información se requieran los pliegos tarifarios vigentes para los usuarios regulados o en su defecto un estimativo del valor facturado y numero de usuarios a los que corresponde dicha facturación.

### 3. Recomendaciones

#### a) **Argentina**

El ente natural que debería responder es el ENARGAS, sin embargo la Secretaría de Energía debería remitir esta información a ser complementada con requerimientos provenientes del MEG.

Para el gas en boca de Pozo en Argentina se deben considerar las cinco cuencas productoras, el gas importado de Bolivia y las importaciones de GNL.

El Enargas puede suministrar la información completa para el mercado regulado y CAMMESA para el caso eléctrico.

Las transacciones del sector industrial no parecen ser actualmente capturadas por ningún organismo por lo que se requiere el armado con datos del MEG y costos de T y MD de las distribuidoras.

Se recomienda considerar el precio del Gas en CABA y GBA (Ciudad Autónoma de Buenos Aires y GBA); Córdoba y Neuquén.

#### b) **Estado Plurinacional de Bolivia**

El organismo natural es la superintendencia de Hidrocarburos. Sin embargo es necesario indagar acerca de otras posibles fuentes como la propia YPFBG.

En el caso de Bolivia es importante conocer las tarifas por sector de consumo en las cinco principales ciudades o como mínimo La Paz, Tarija y Oruro.

#### c) **Brasil**

La ANP no centraliza la información, Aún cuando sería deseable lo hiciera, es necesario recurrir a Petrobrás, ABRACE y otros organismos además de las propias distribuidoras COMGAS y CER Rio y CEG.

Se propone limitar el alcance a San Pablo y Rio.

#### d) **Colombia**

La UPME del Ministerio de Energía y Minas es el organismo natural para obtener la información. Sin embargo es necesario remitirse a la CREG, a ECOPETROL y a la Dirección de Hidrocarburos del Ministerio de Energía y Minas. Del mismo modo debe recabarse información en la ANDI y ANDESCO. Tanto Promigas como TGI pueden aportar datos.

Sería recomendable tener datos para Bogotá, Barranquilla, Medellín y Cali.

#### e) **Chile.**

Resulta el caso más complejo por cuanto la CNE se limita a informar sobre tarifas de usuarios residenciales. Se sugiere recopilar pliegos de Metrogas y limitar el alcance a Santiago aunque sería importante conocer el valor en Valparaíso y en el norte minero.

#### f) **Ecuador**

Se recomienda analizar alternativas adicionales al Ministerio de Hidrocarburos del Ecuador.

En este caso los mercados de Quito y Guayaquil si se desarrollan.

#### g) **Perú**

La Osinergmin, junto a la dirección de hidrocarburos del Ministerio de Minas y Energía son los organismos naturales. La información puede ser ampliada con la distribuidora Cállida GNL.

Adicionalmente será importante la obtención de información de Perú LNG y del propio consorcio de Camisea y PeruPetro.

Por el momento la información se limita a Lima-Callao, dado que el mercado del norte es muy pequeño.

**h) República Bolivariana de Venezuela**

El ente natural es el ENAGAS que publica las tarifas online. Adicionalmente PDVSA gas.

Las ciudades recomendables serían limitadas a:

Caracas-Maracay-Valencia

Maracaibo

Puerto La Cruz

Puerto Ordaz

o bien simplemente Occidente y Oriente como mercados diferenciados.

**i) Uruguay**

El MIEM-DNE, publican regularmente toda la información.

Se recomienda limitarse a Montevideo.